



**INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO**  
Universidade Técnica de Lisboa

## **Desenvolvimento de uma Turbina Eólica de Eixo Vertical**

**Guilherme Botelho de Oliveira e Silva**

Dissertação para obtenção do grau de mestre em

**Engenharia Aeroespacial**

**Júri**

Presidente: Prof. João Manuel Lage de Miranda Lemos

Orientador: Prof. Fernando José Parracho Lau

Co-Orientador: Prof. João Manuel Gonçalves de Sousa Oliveira

Vogal: Prof. José Alberto Caiado Falcão de Campos

Vogal: Prof. Pedro da Graça Tavares Alvares Serrão

**Julho 2011**





“Quando era pequeno o meu pai levava-me ao monte para contemplarmos o vento. Naquele tempo éramos hippies. Agora andamos de gravata.”

Jerónimo Camacho – Director CENER



# Agradecimentos

---

Agradeço à minha família pelo incontestável apoio; ao Prof. João C. Henriques pela disponibilidade e acompanhamento; ao Prof. José Vale pelo seu interesse, capacidade e disponibilidade para ensinar; aos meus amigos e colegas de curso pela sua genialidade e constante encorajamento; ao Prof. Agostinho Fonseca; ao Prof. Patronilha da Escola Profissional de Capelas pelo seu acompanhamento e disponibilidade; ao departamento regional do Instituto de Meteorologia pela disponibilização de equipamentos e dados e, em especial, ao Prof. Diamantino Marques e à Prof<sup>a</sup>. Fernanda Carvalho por todo o apoio disponibilizado.

Este trabalho nunca teria sido possível sem os orientadores por ele responsável que, aceitando orientar-me tardiamente, num tema relativamente diferente, sempre tiveram uma incrível postura pedagógica e inquebrável capacidade científica para me indicarem o melhor caminho, com a máxima paciência e dedicação.

À Cristina, porque a vida é mais que números, e conforta ter com quem a partilhar.

**A todos, muito obrigado.**



# Resumo

---

A energia eólica é, actualmente, a energia renovável mais promissora e com melhor relação custo-benefício para exploração. A utilização de turbinas de eixo horizontal tem conhecido um grande desenvolvimento mas outras tecnologias, como as turbinas de eixo vertical, encontram-se ainda numa fase inicial de desenvolvimento, não existindo certezas quanto à razão da disparidade entre o desenvolvimento destas diferentes tecnologias. No entanto, o pouco desenvolvimento feito na área das turbinas de eixo vertical, parece apontar para uma tecnologia de grande potencial. Desta forma, pretendeu-se, com este trabalho, construir uma análise do funcionamento destes sistemas. Desenvolveram-se modelos e obteve-se uma gama alargada de resultados em CFD com o modelo de turbulência kw SST. Construiu-se uma base de dados com os parâmetros das turbinas eólicas de eixo vertical disponíveis comercialmente. Por fim construiu-se uma turbina de pequenas dimensões que foi testada com diversas configurações.

Palavras-chave: VAWT Darrieus Giromill H-rotor Turbina eólica de eixo vertical Energia eólica Modelo kw

Wind power is, nowadays, the most promising and suitable renewable energy for rapid and cost-effective implementation. Horizontal axis wind turbines have been greatly developed but some other technologies, such as the vertical axis wind turbines are still in an initial development phase, though such disparity in the development of these technologies is still unexplained. Nevertheless, the little development in vertical axis wind turbines seems to point out this technology as being of great potential. According to this, it was intended to build an analysis of this technology. Models were developed, and a wide range of CFD results were obtained using the kw SST turbulence model. A database with parameters of the commercially available vertical axis wind turbines was developed. In the end, a small wind turbine was built and tested with different configurations.

Keywords: VAWT Darrieus Giromill H-rotor Vertical axis wind turbine Wind power Kw model



# Índice

---

Lista de figuras, gráficos e quadros.....	i
Lista de abreviações.....	v
1 Apresentação.....	1
1.1 Objectivos e enquadramento.....	1
1.2 Estrutura e organização do texto .....	3
2 Introdução .....	4
2.1 O vento e a energia eólica .....	4
2.2 Tecnologia e desenvolvimento.....	10
2.3 A energia eólica nos Açores.....	15
3 Parâmetros de funcionamento.....	17
3.1 Introdução aos sistemas VAWT.....	17
3.2 Área de varrimento .....	26
3.3 Limite de Betz e perdas .....	27
3.4 Alongamento .....	30
3.5 Coeficiente de velocidade periférica.....	31
3.6 Factor de bloqueamento e número de pás.....	32
3.7 Rugosidade .....	34
3.8 Perfis das pás.....	35
3.9 Gerador.....	37
3.10 Arranque.....	38

3.11	Outros dispositivos .....	39
4	Sistemas similares.....	41
5	Análise aerodinâmica .....	45
5.1	Estado da arte.....	45
5.1.1	Modelos <i>momentum</i> .....	45
5.1.2	Modelos <i>vortex</i> .....	47
5.1.3	Modelos com perda dinâmica .....	47
5.1.4	CFD – <i>Computational Fluid Dynamics</i> .....	47
5.2	Análise efectuada .....	49
5.2.1	Modelo <i>momentum</i> .....	49
5.2.2	Modelo linear .....	50
5.2.3	CFD – <i>Computational Fluid Dynamics</i> .....	52
6	Construção do protótipo VAWT .....	61
6.1	Revisão de materiais e processos de construção .....	61
6.2	Construção do protótipo .....	65
7	Teste do protótipo VAWT.....	69
7.1	Resumo de testes existentes .....	69
7.2	Testes efectuados e resultados .....	71
8	Conclusões e trabalho futuro .....	78
8.1	Conclusões.....	78
8.2	Trabalho futuro.....	80
8.3	Notas finais .....	82
	Bibliografia .....	83
	Anexo 1 – Sistemas VAWT similares .....	89
	Anexo 2 – Cálculos.....	92
	Anexo 3 – Curvas de potência obtidas por CFD .....	93
	Anexo 4 – Análise de resultados experimentais .....	97

# Lista de figuras, gráficos e quadros

---

## Figuras

Figura 1 – Potencial eólico por unidade de área na Europa <sup>(7)</sup> .....	6
Figura 2 – Tipos de turbinas eólicas .....	11
Figura 3 - Origem da energia eléctrica produzida nos Açores <sup>(20) (22)</sup> .....	16
Figura 4 – Curva de potência característica de turbinas eólicas <sup>(24)</sup> .....	17
Figura 5 – Representação do modelo bidimensional da turbina. ....	18
Figura 6 – Componentes do vento e do escoamento nas pás da turbina para $V_{\infty}=5\text{m/s}$ .....	18
Figura 7 – Ângulo de ataque $\alpha$ ao longo da posição da pá $\theta$ , em função do coeficiente de velocidade periférica $\lambda$ .....	19
Figura 8 – Representação de forças numa VAWT <i>giromill</i> para um perfil simétrico .....	22
Figura 9 - Coeficiente de sustentação $C_L$ em função do ângulo de ataque $\alpha$ para um perfil com oscilação sinusoidal para diferentes frequências <sup>(27)</sup> .....	23
Figura 10 – Perfil NACA0015 em condições de perda dinâmica <sup>(30)</sup> .....	24
Figura 11 – Visualização experimental do escoamento numa VAWT. $Re=3 \times 10^3$ , $\lambda=2$ , imagens com $80 \times 80 \text{mm}$ <sup>(25)</sup> .....	24
Figura 12 – Descrição da evolução dos vórtices iniciais formados no bordo de ataque (1-a) e no bordo de fuga (1-b) e dos vórtices secundários formados no bordo de ataque (2-a) e no bordo de fuga (2-b). $Re=3 \times 10^3$ <sup>(25)</sup> .....	25
Figura 13 – Contornos de vorticidade a 415 RPM, $V_{\infty}=5,07 \text{ m/s}$ (em direcção à página) <sup>(35)</sup> .....	28

Figura 14 – Em certas condições de rotação, as pás estão sujeitas à sua própria esteira (W da pá c) (35) .....	29
Figura 15 – $C_p$ em função de $\lambda$ para diferentes $\sigma$ <sup>(1)</sup> .....	32
Figura 16 - Evolução do somatório das forças aerodinâmicas numa VAWT com 2 pás (em cima) e 3 pás (em baixo) <sup>(1)</sup> .....	33
Figura 17 – Variação de $C_p$ com pás de diferentes valores de rugosidade <sup>(35)</sup> .....	34
Figura 18 – Exemplo de um perfil NLF e NACA00xx <sup>(38)</sup> .....	35
Figura 19 – Comparação do coeficiente de sustentação (esquerda) e polar (direita) para perfis NACA00xx e NLF <sup>(38)</sup> .....	36
Figura 20 – Comparação de resultados experimentais numa VAWT com 5m de diâmetro a 175 rpm com perfis NACA00xx e NLF <sup>(38)</sup> .....	36
Figura 21 – Perfil <i>J-blade</i> ® .....	38
Figura 22 – $C_p$ em função de $\lambda$ numa VAWT com variação sinusoidal de $\alpha$ para várias amplitudes <sup>(1)</sup> .....	40
Figura 23 – $C_L$ para o perfil NACA0015 a $Re=80000$ , de acordo com várias fontes <sup>(1)</sup> .....	46
Figura 24 – Efeito de <i>virtual camber</i> <sup>(1)</sup> .....	47
Figura 25 – Malha usada para CFD (esquerda) e detalhe da zona central para a configuração 5 (direita).....	53
Figura 26 – Detalhe da malha em torno dos perfis para a configuração 5 (esquerda) e em torno do poste central (direita).....	53
Figura 27 – Magnitude da velocidade do escoamento para a configuração 5, $V_\infty=4m/s$ , $\lambda=4$ .....	55
Figura 28 – Magnitude da velocidade do escoamento para a configuração 5, $V_\infty=4m/s$ , $\lambda=4$ (detalhe na 4ª rotação).....	56
Figura 29 – Obtenção das secções em cartão canelado (esquerda) e colocação das secções alinhadas numa base para a produção do molde das pás (direita) .....	65
Figura 30 – Meia asa após cura, retirada do molde (esquerda) e as duas meias asas prontas para serem unidas para formar uma pá (direita) .....	66
Figura 31 – Pá finalizada.....	66
Figura 32 – Pás feitas no Dep. de Aeroespacial finalizadas.....	67
Figura 33 – Turbina finalizada (sem instrumentos).....	68
Figura 34 – Detalhe do apoio do taquímetro, travão e braço das pás.....	68
Figura 35 – Detalhe do acoplamento das pás aos braços.....	68
Figura 36 – Secção de pá para ensaio de testes não-destrutivos. Apresentam-se 3 sensores acústicos e o local de destruição por fadiga <sup>(58)</sup> .....	70

Figura 37 – Resultados do ensaio não destrutivo de emissões acústicas. Os pontos negros indicam a localização calculada da fonte de emissão acústica <sup>(58)</sup> .....	70
Figura 38 – Resultados do ensaio não destrutivo de leitura de infra-vermelhos. O aumento relativo de temperatura de uma zona da pá fornece importantes informações sobre a concentração de esforços na mesma <sup>(58)</sup> .....	70
Figura 39 – Teste de máquina eléctrica .....	77

## Gráficos

Gráfico 1 – Distribuição probabilística da intensidade da velocidade do vento (esquerda) e da direcção do vento (direita) para Ponta Delgada <sup>(8)</sup> .....	7
Gráfico 2 – Potência eléctrica eólica instalada <sup>(9)</sup> .....	7
Gráfico 3 - Valores típicos para $C_p$ <sup>(6)</sup> .....	13
Gráfico 4 - Número de Reynolds médio para várias configurações .....	21
Gráfico 5 – Relação entre o alongamento (aqui apresentado em função do raio) e o $C_{pmax}$ para uma turbina com 1 pá NACA0015, $\sigma=0,0833$ e $Re=360000$ <sup>(36)</sup> .....	28
Gráfico 6 – Teste de $C_p$ com diferentes <i>end plates</i> para uma VAWT subaquática de 3 pás com $r=45cm$ , NACA 63(4)-021, $\sigma=0,435$ , $h=0,5m$ e $V_\infty=1,5 m/s$ <sup>(36)</sup> .....	28
Gráfico 7 – Potência média a 5m/s vs potência nominal em VAWTs de pequena dimensão .....	42
Gráfico 8 – Preço em função da potência real em VAWTs de pequena dimensão.....	42
Gráfico 9 – Preço em função da área para VAWTs de pequena dimensão .....	43
Gráfico 10 – Potência média a 5m/s em função da área A para VAWTs de pequena dimensão .....	43
Gráfico 11 – Alongamento AR de VAWTs de pequena dimensão.....	44
Gráfico 12 – Comparação de resultados para o modelo ke RNG <sup>(35)</sup> .....	48
Gráfico 13 - $C_L$ em função de Re e $\alpha$ (até 20°) para vários perfis <sup>(42)</sup> .....	49
Gráfico 14 – $C_D$ em função de Re e $\alpha$ (até 20°) para vários perfis <sup>(42)</sup> .....	50
Gráfico 15 – Evolução dos resultados ao longo das rotações da turbina .....	54
Gráfico 16 – Resultados CFD para configuração 5 .....	57
Gráfico 17 – $C_p$ max em função da velocidade do vento para todas as configurações.....	58
Gráfico 18 - $ F_n $ em função de $\theta$ para configuração 5 com $V_\infty=8 m/s$ .....	59
Gráfico 19 - $ F_n $ em função de $\theta$ para várias configurações a $V_\infty=8 m/s$ , $\lambda=5$ .....	59
Gráfico 20 – $ F_n $ em função de $\lambda$ para configuração 5 com $V_\infty=8 m/s$ .....	60
Gráfico 21 – Medição 1 do binário aplicado pelo travão .....	71
Gráfico 22 – Medição 2 do binário aplicado pelo travão .....	72
Gráfico 23 – Medição 3 do binário aplicado pelo travão .....	72

Gráfico 24 – Funcionamento de VAWTs .....	73
Gráfico 25 – Resultados experimentais obtidos para a configuração 5.....	75
Gráfico 26 – Resultados experimentais obtidos para a Configuração 4 .....	75

## Quadros

Quadro 1 – Características das turbinas da Figura 2 <sup>(2) (4)</sup> .....	10
Quadro 2 – Vantagens e desvantagens de HAWTs e VAWTs <sup>(2) (4) (10)</sup> .....	12
Quadro 3 – Evolução das centrais eólicas dos Açores <sup>(20) (23)</sup> .....	15
Quadro 4 - Potência eólica a instalar nos Açores até 2014 <sup>(20)</sup> .....	16
Quadro 5 – Valores para $\alpha_{m\acute{a}x}$ e $\theta_{\alpha_{m\acute{a}x}}$ em função do coeficiente de velocidade periférica $\lambda$ .....	19
Quadro 6 – Valores de $C_{p_{m\acute{a}x}}$ em função de $\lambda$ de acordo com a teoria de Glauert-Schmitz .....	27
Quadro 7 – Variação de preços na mesma turbina.....	42
Quadro 8 – Descrição das configurações simuladas .....	57
Quadro 9 – Resultados experimentais e numéricos .....	76

## Lista de abreviações

---

$A$	Área;
$AR$	Alongamento;
$c$	Corda da pá;
$C_D$	Coefficiente de resistência;
$C_L$	Coefficiente de sustentação;
$C_P$	Coefficiente de potência;
$COE$	Custo da energia (do inglês <i>Cost Of Energy</i> );
$D$	Resistência;
$EWEA$	European Wind Energy Association;
$f$	Frequência;
$F$	Força;
$F_n$	Força normal;
$F_t$	Força tangencial;
$HAWT$	Turbina eólica de eixo horizontal (do inglês <i>Horizontal Axis Wind Turbine</i> );
$I$	Momento de inércia;
$IST$	Instituto Superior Técnico;
$L$	Sustentação;
$LC$	Custos totais ao longo da vida (do inglês <i>Lifetime Costs</i> );
$LEO$	Energia produzida ao longo da vida (do inglês <i>Lifetime Energy Output</i> );
$M$	Binário;
$n$	Número de pás;
$P$	Potência;
$r$	Raio;
$Re$	Número de Reynolds;
$UE$	União Europeia;
$V$	Velocidade;
$VAWT$	Turbina eólica de eixo vertical (do inglês <i>Vertical Axis Wind Turbine</i> );
$V_{cut\_in}$	Velocidade de arranque;
$V_{cut\_out}$	Velocidade máxima;

$V_i$	Velocidade induzida;
$V_p$	Velocidade do escoamento na pá;
$V_{rated}$	Velocidade nominal;
$V_\infty$	Velocidade do vento;
$\alpha$	Ângulo de ataque;
$\theta$	Posição angular;
$\lambda$	Coefficiente de velocidade periférica (em inglês <i>tip speed ratio</i> );
$\rho$	Densidade;
$\sigma$	Factor de bloqueamento (em inglês <i>solidity</i> );
$\omega$	Velocidade angular;
$\nu$	Viscosidade cinemática.



# 1 Apresentação

## 1.1 Objectivos e enquadramento

O desenvolvimento desta tese baseou-se inicialmente na proposta de uma empresa para a criação de uma unidade híbrida de fornecimento de energia eléctrica, composta por um sistema fotovoltaico e eólico. Pretendia-se estudar a viabilidade da integração de um sistema destes num poste de iluminação, sem ligação à rede eléctrica. Do estudo preliminar efectuado concluiu-se que tal sistema não é economicamente viável face aos postes de iluminação convencionais em locais com acesso à rede eléctrica. Esta conclusão levou ao abandono da ideia de desenvolvimento deste sistema.

No entanto, deste estudo, resultou a ideia de que as turbinas eólicas de pequena dimensão teriam preços relativamente elevados. Esta ideia levou à proposta, da mesma empresa, para o desenvolvimento de uma turbina eólica de eixo vertical (VAWT) de pequenas dimensões e baixo custo.

O processo de construção escolhido teria de ser flexível devido à incerteza no ritmo de produção inicial e minorando aumentos de custos na empresa como a compra de maquinaria dedicada. Outros factores da maior importância seriam uma baixa manutenção, fácil instalação, montagem e transporte. Baixo ruído e uma estética apelativa seriam também factores importantes a considerar.

Entretanto, a empresa resolveu abandonar o projecto. Daí em diante este viria a ser desenvolvido como tese de mestrado, por parte do IST. A escolha do Departamento de aeroespacial é justificada pela similaridade de áreas abordadas entre a indústria aeronáutica e as turbinas eólicas, nomeadamente o estudo de asas. Em outras universidades como TuDelft ou Griffith, a relação entre a indústria eólica e a indústria aeronáutica tem-se aprofundado pelo mesmo motivo <sup>(1)</sup>.

No início do desenvolvimento do trabalho havia alguma falta de conhecimento em relação a este tema. Inicialmente, o objectivo seria o desenvolvimento completo e tendencialmente óptimo de uma VAWT. Com a revisão bibliográfica efectuada e tendo em conta o estado da arte concluiu-se que esta é uma área num estado prematuro de desenvolvimento e investigação <sup>(2)</sup>. Assim sendo, não seria

possível, no contexto de uma tese de mestrado, executar os objectivos inicialmente propostos. Desta forma, os objectivos foram adaptados. Após esta adaptação inicial, fixou-se como objectivo desta tese efectuar o estudo preliminar para o desenvolvimento de uma VAWT e fornecer uma base de trabalho para o desenvolvimento de outros trabalhos nesta área.

Para cumprir o objectivo proposto, procedeu-se ao estudo de vários parâmetros considerados fundamentais no desenvolvimento de VAWTs como os tipos de perfis usados nas pás, o número de pás ou o alongamento das mesmas<sup>(2)</sup>. Iniciou-se o estudo através de uma revisão bibliográfica e uma síntese do estado da arte. De seguida procedeu-se ao desenvolvimento de modelos teóricos e à obtenção de resultados. Recolheram-se dados de modelos comerciais de VAWTs actualmente disponíveis para estudar as tendências da indústria e fazer a comparação com os resultados obtidos e o estado da arte. Foram obtidos resultados numéricos para várias configurações de VAWTs usando o modelo kw SST transitional com o *software Fluent*®. Por fim construiu-se um protótipo propositadamente para este trabalho a partir do qual se obtiveram resultados experimentais que foram usados para a validação dos resultados numéricos e teóricos obtidos.

## 1.2 Estrutura e organização do texto

Este texto está organizado em 8 capítulos que reflectem aproximadamente a evolução cronológica do trabalho desenvolvido.

O capítulo 1 apresenta os objectivos do trabalho, enquadra o seu desenvolvimento e caracteriza a estrutura e a organização do texto.

O capítulo 2 fornece uma introdução à energia eólica, que se pretendeu tecnicamente simples. É feita uma breve revisão histórica e uma apreciação de alguns conceitos simples mas fundamentais como a caracterização do vento e a sua potência. De seguida faz-se uma breve revisão dos sistemas usados para extracção e aproveitamento da energia eólica. Termina-se com uma apresentação sobre a energia eólica nos Açores, cobrindo a sua evolução histórica, tecnologias utilizadas e perspectivas futuras.

No capítulo 3 prossegue-se a síntese do estado da arte já iniciada no capítulo 2 mas com maior ênfase técnico e com total destaque para o desenvolvimento de turbinas eólicas de eixo vertical. Dada a extensão da informação apresentada, dividiu-se o capítulo em 11 subcapítulos. No primeiro subcapítulo faz-se uma introdução e nos seguintes é apresentado o estado da arte para cada parâmetro de funcionamento considerado.

No capítulo 4 faz-se uma revisão de modelos comerciais disponíveis de VAWTs. A partir desta revisão constrói-se uma base de dados que é usada para a obtenção e comparação de vários parâmetros.

No capítulo 5 apresenta-se a análise aerodinâmica de VAWTs. O capítulo encontra-se dividido em 2 subcapítulos. No primeiro subcapítulo faz-se uma síntese do estado da arte enquanto no segundo subcapítulo apresenta-se o trabalho efectuado nesta área.

O capítulo 6 dedica-se ao tema da construção de turbinas eólicas. No primeiro subcapítulo faz-se uma síntese do estado da arte e no segundo subcapítulo descreve-se a construção do protótipo desenvolvido propositadamente para este trabalho.

O capítulo 7 dedica-se ao teste de VAWTs. Seguindo a estrutura dos capítulos anteriores, o capítulo encontra-se dividido em dois subcapítulos. No primeiro subcapítulo é feito um resumo do estado da arte e no segundo subcapítulo é descrito o teste e os resultados obtidos com o protótipo construído.

O texto termina no capítulo 8 que se encontra dividido em 3 subcapítulos. No primeiro subcapítulo apresentam-se as conclusões do trabalho efectuado, no segundo sugerem-se alguns trabalhos a desenvolver no futuro e no terceiro faz-se uma breve apreciação da reacção das pessoas ao protótipo em funcionamento.

## 2 Introdução

### 2.1 O vento e a energia eólica

Energia eólica é a energia do vento que tem sido usada há séculos como uma fonte de energia pela humanidade. Esta forma de energia pode ser convertida em formas mais úteis de energia através, por exemplo, de turbinas eólicas para a produção de energia eléctrica. Outras aplicações referem-se à transmissão directa de energia mecânica da turbina para o bombeamento de água ou arejamento de tanques de aquicultura<sup>(3)</sup>.

Já no séc. XVII a.C., os babilónios usaram moinhos de vento em projectos de irrigação. Mais tarde, inventores Persas trouxeram inovações e novos conceitos e, no séc. VII, geógrafos árabes relataram a existência de moinhos de vento semelhantes às modernas portas giratórias. Estes moinhos de eixo vertical ainda existiam em países como o Afeganistão em 1980, estimando-se que teriam uma potência de 75 hp e conseguiriam moer uma tonelada de trigo em 24h<sup>(3)</sup>.

Os moinhos de vento europeus datam do séc. XII. Os sistemas originais tinham de ser alinhados manualmente com o vento mas rapidamente surgiram inovações e o moinho de vento Europeu sofreu um grande desenvolvimento e prosperou: no fim do séc. XIX existiam mais de 30000 moinhos de vento na Europa, usados principalmente para a moagem de grão e o bombeamento de água<sup>(3) (4)</sup>.

Uma das primeiras tentativas para gerar electricidade a partir do vento, com uma turbina eólica de eixo vertical (VAWT), foi feita nos EUA em 1888 por Charles Brush. Em 1922, S.J. Savonius apresentou a VAWT *Savonius* e em 1931 Georges Darrieus patenteou a VAWT *Darrieus* e *giromill*<sup>(4)</sup>.

O aparecimento do motor a vapor seguido do desenvolvimento do motor térmico parecia ter ditado o fim da energia eólica. Porém, na década de 60, este conceito ressurgiu e foi finalmente aceite no início da década de 90. Vários factores foram responsáveis por esta transformação, como a crescente necessidade de energia, a compreensão do limite de utilização de combustíveis fósseis e os seus efeitos adversos no ambiente. Havia o potencial representado pelo vento, disponível em todo o lado e já comprovadamente utilizado para o transporte e potência mecânica. Uma revolução tecnológica permitia a utilização de novas tecnologias, como materiais compósitos, aumentando a

capacidade de produção eólica e a redução de custos. Por fim, a vontade política de implementação destas tecnologias permitiu apoios para o seu desenvolvimento e investigação, alterações legais para permitir a sua interconexão na rede de distribuição e apoios para a sua utilização<sup>(2)</sup>.

O vento, na Terra, consiste no movimento do ar devido a diferenciais de pressão atmosférica. Esses diferenciais são causados principalmente pelo irregular efeito da radiação solar e pelo movimento de rotação do próprio planeta<sup>(2)</sup>. Perto da superfície terrestre, a velocidade do vento diminui por atrito ocorrendo um diferencial vertical de velocidade do vento. Existem vários modelos para a sua descrição, sendo comum a utilização de um perfil logarítmico<sup>(2)</sup>.

As características locais do vento dependem essencialmente das características geomorfológicas do local. Nos locais terrestres, próximos de água, o vento tende a soprar, de dia, da água para terra e à noite em sentido inverso. Tal deve-se à diferença entre a capacidade térmica mássica dos meios, sendo superior na água, fazendo com que esta varie a sua temperatura mais lentamente que o solo.

Nos locais com orografia acentuada, as características do vento são essencialmente locais e principalmente ditadas pela topografia do terreno. Por exemplo, no caso de vales, durante o dia, a incidência solar nas montanhas circundantes rapidamente aquece o ar frio próximo destas causando ventos locais do vale para a montanha. Durante a noite, as montanhas circundantes arrefecem mais rapidamente que o vale, fazendo com que o vento predominante seja da montanha para o vale<sup>(5)</sup>.

O potencial eólico é a potência dada pela energia cinética do vento numa dada área por unidade de tempo:

$$P_{eólica} = \frac{1}{2} \rho A V_{\infty}^3, \quad (1)$$

sendo  $P_{eólica}$  a potência (potencial eólico) em W,  $\rho$  a densidade do ar em kg/m<sup>3</sup>,  $V_{\infty}$  a velocidade do vento em m/s e  $A$  a área perpendicular ao escoamento considerada em m<sup>2</sup><sup>(2)</sup>. Note-se a importância de  $V_{\infty}$  com uma dependência cúbica.

$\rho$  diminui com a altitude. De acordo com a atmosfera ISA,  $\rho$  varia entre 1,2250kg/m<sup>3</sup> ao nível do mar para 1,0065kg/m<sup>3</sup> a 2 km de altitude<sup>(6)</sup>. Note-se também a importância da humidade relativa e da temperatura do ar cujos aumentos fazem diminuir  $\rho$ .

Existem várias cartas que apresentam o potencial eólico entre as quais a apresentada na Figura 1.

A maior parte destas cartas foram desenvolvidas por organizações governamentais e apresentam condições muito generalistas resultando de extrapolações de medições locais e considerando modelos muito simples de topografia. Outras foram desenvolvidas por rastreamento por satélite com uma resolução, geralmente, muito deficiente.

Existem vários programas que se dedicam à simulação das condições de vento com maior detalhe. Um exemplo de um destes programas é uma das componentes do programa *Green Islands* onde

usando o software dinamarquês WASP® (*Wind Atlas analysis and application Program*), uma base de dados da topografia das ilhas dos Açores com uma elevada resolução e os dados recolhidos nas estações do Instituto de Meteorologia, pretende-se obter uma carta que permita avaliar o potencial deste recurso na região. Tal permitirá uma melhor orientação na política energética regional.

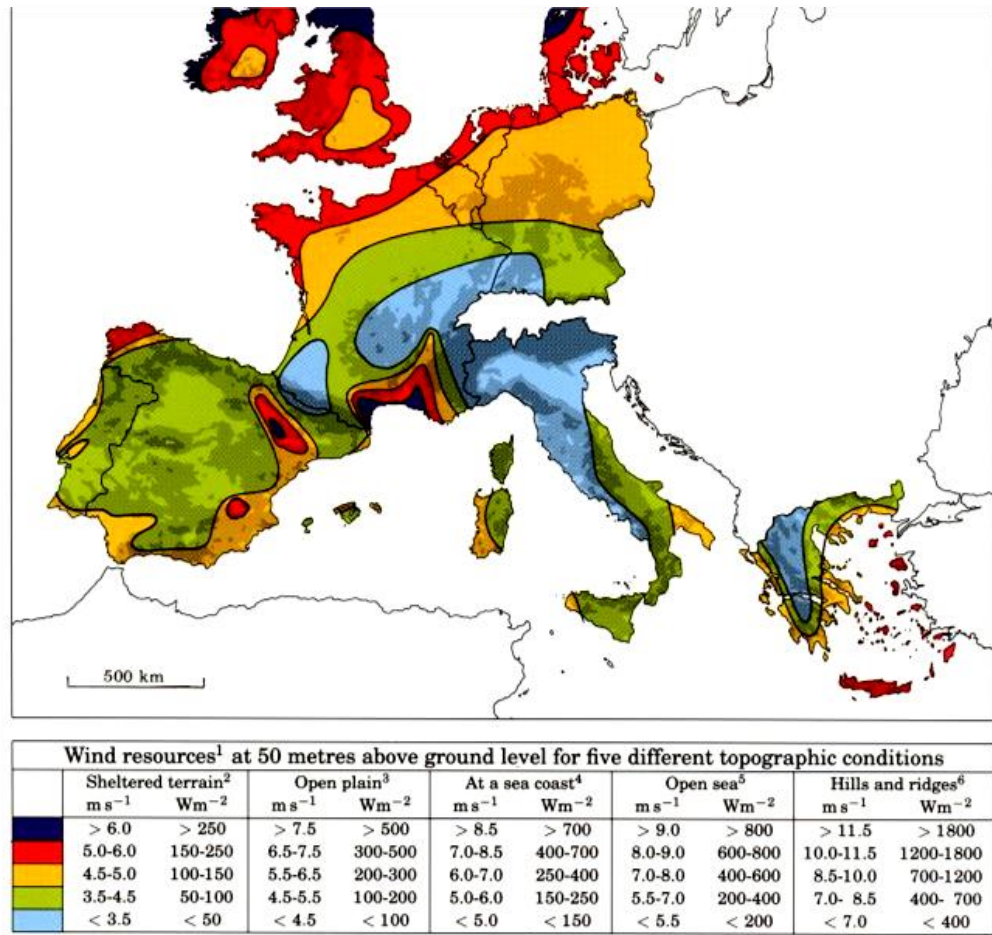


Figura 1 – Potencial eólico por unidade de área na Europa <sup>(7)</sup>

A medição das características do vento num local é feita com recurso a equipamentos especializados que medem normalmente 4 parâmetros: A velocidade do vento (intensidade e direcção), a temperatura e a pressão atmosférica. A frequência  $f$  de amostragem, é também outra componente muito importante e só com frequências elevadas se pode avaliar em detalhe a turbulência do vento de um local. Os sistemas de medição usados pelas agências meteorológicas muitas vezes utilizam frequências demasiado baixas para o estudo específico do vento para produção de electricidade. No entanto, a sua elevada disponibilidade e longos registos históricos (note-se que o período mínimo de amostragem em climatologia define-se como 5 anos) tornam-nos um elemento base em muitos estudos. Nesse caso é da maior importância a informação sobre as características dos dados recolhidos como a altitude, escala de tempo ou calibração.

Os dados recolhidos são normalmente apresentados através da distribuição probabilística da intensidade da velocidade do vento e a distribuição probabilística da direcção do vento como o Gráfico 1.

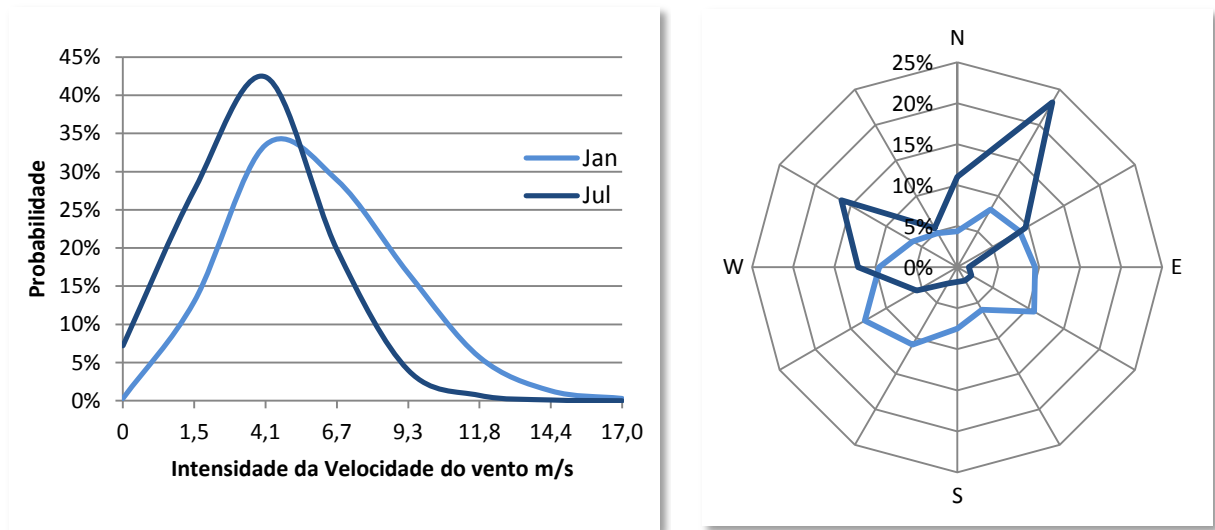


Gráfico 1 – Distribuição probabilística da intensidade da velocidade do vento (esquerda) e da direcção do vento (direita) para Ponta Delgada <sup>(8)</sup>

A nível mundial, o aproveitamento de energia eólica para produção de electricidade tem aumentado cerca de 25% anualmente, desde o início da década de 90 (Gráfico 2). Esse aumento tem sido mais significativo na Europa e essencialmente em Espanha, Dinamarca e Alemanha. No futuro espera-se que esta tendência se mantenha principalmente com o aproveitamento de área *offshore* (área no mar) <sup>(9)</sup>.

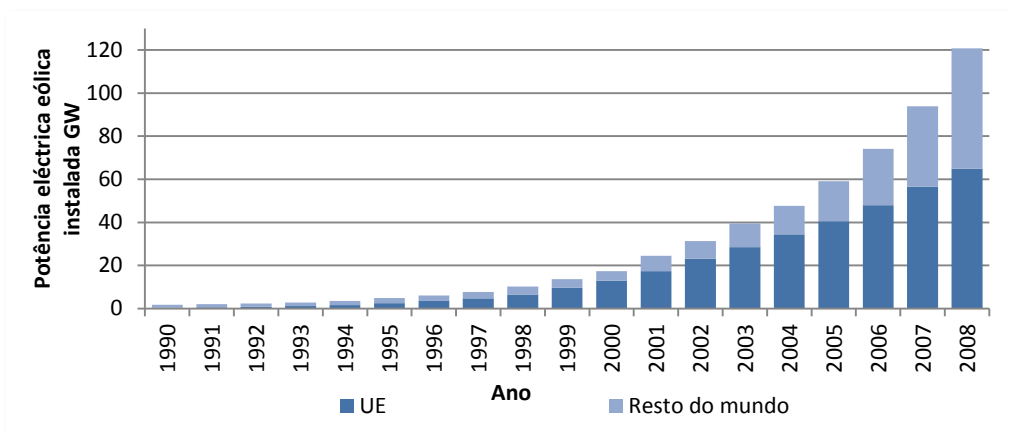


Gráfico 2 – Potência eléctrica eólica instalada <sup>(9)</sup>

O desenvolvimento desta indústria resultou na criação de mais de 150000 postos de trabalho (directos e indirectos) na Europa em 2007, a maioria deles com elevada formação. O rápido desenvolvimento da indústria eólica tem levado à falta de profissionais qualificados principalmente em Espanha, Alemanha e Dinamarca (onde se concentram 75% dos postos de trabalho). Espera-se

que em Portugal, o número de empregos nesta área venha a disparar, dada a atractividade do mercado, a existência de profissionais qualificados e os baixos níveis salariais<sup>(10)</sup>.

A eficiência das turbinas eólicas é normalmente caracterizada pelo coeficiente de potência que representa a fracção de potência do vento que é extraída pela turbina:

$$C_p = \frac{P_{turbina}}{P_{eólica}} = \frac{P_{turbina}}{\frac{1}{2} \rho A V_{\infty}^3}, \quad (2)$$

sendo  $C_p$  o coeficiente de potência e  $P_{turbina}$  a potência no rotor da turbina<sup>(6)</sup>.

O custo da energia de acordo com a sua origem num dado tempo *COE* (do inglês *Cost Of Energy*) é normalmente obtido em cêntimos de dólares ou cêntimos de euros por kWh de energia. O cálculo é feito pela divisão dos custos totais, ajustados para o mesmo período de tempo *LC* (do inglês *Lifetime Costs*) pela energia total obtida ao longo da vida de um equipamento *LEO* (do inglês *Lifetime Expected Output*)<sup>1(9)(11)</sup>:

$$COE = \frac{LC}{LEO} \quad (3)$$

Os *LC* de um equipamento compreendem as seguintes componentes:

- Equipamento;
- Instalação;
- Transporte;
- Manutenção;
- Financiamento;
- Combustível;
- Desmantelamento;
- Impostos ou apoios;
- Licenciamento<sup>(11)</sup>.

O cálculo e análise destas componentes são muito difíceis além de que existem muitos parâmetros, como o preço do petróleo ou taxas de carbono, que permitem um ajustamento conforme cada estudo fazendo com que os resultados divulgados sejam muito variáveis, tornando difícil uma correcta análise<sup>(11)</sup>. Walford<sup>(12)</sup> apresenta uma descrição de métodos para a compreensão e redução de custos com a manutenção de turbinas eólicas. Note-se que, por vezes, é apresentado o custo da energia anual, não tendo em conta a variação dos custos ao longo da vida de um equipamento (normalmente aumento da manutenção e diminuição da eficiência) ou algumas componentes como o desmantelamento. A insensibilidade para esta questão leva muitas vezes a escolhas incorrectas sobre o tipo de equipamento a instalar.

---

<sup>1</sup> A falta de termos universais para a definição destes parâmetros levou às denominações indicadas pelo autor mas na literatura outras podem ser encontradas como, por exemplo, LEC (do inglês *Lifetime Energy Capture*) ao invés de LEO<sup>(24)</sup>.



Existe uma tendência clara para a diminuição do *COE* das energias renováveis com a energia eólica, hídrica, solar térmica (considerada como energia primária e não para a produção de electricidade), geotérmica e biomassa mostrando alguma competitividade actualmente. Com o aumento dos custos dos combustíveis fósseis e a aplicação de taxas sobre a libertação de gases de efeito de estufa, muitas destas tecnologias tornar-se-iam prática corrente <sup>(2)</sup> <sup>(11)</sup>. Estudos apontam também para uma forte influência da componente eólica de produção de energia no preço da electricidade. Este efeito, denominado *merit order effect*, ocorre pelo facto da produção de energia eléctrica de origem eólica ter elevados custos iniciais (aproximadamente 75%) mas baixos custos durante o seu funcionamento e um baixo custo marginal (mudança no custo de produção com a variação da quantidade produzida). Tal leva a que, dentro dos limites de capacidade de produção de energia eólica, o preço se mantenha relativamente constante <sup>(13)</sup> <sup>(11)</sup>. Com uma maior coesão das diferentes redes de distribuição de energia na Europa seria possível uma maior diminuição do custo da electricidade com a transmissão de electricidade de origem eólica entre os vários países <sup>(14)</sup>. O *COE* da energia eólica tem vindo a diminuir de 11c€/kWh em 1987 para 5c€/kWh em 2004 em zonas terrestres (custos ajustados a 2006) <sup>(11)</sup>. Para comparação, de acordo com o mesmo estudo, o *COE* para centrais térmicas a carvão é de 3,5c€/kWh e 4,5c€/kWh para centrais térmicas a gás natural sem ciclo combinado (custos ajustados a 2006) <sup>(11)</sup>. Para mais dados, consultar os estudos Mott Macdonald <sup>(15)</sup> ou *California energy comission* <sup>(16)</sup>.

Existem também muitos factores sociais ou económicos indirectos associados aos diferentes tipos de energia sendo o mais óbvio a poluição mas sendo também importante referir a produção descentralizada (no caso, por exemplo, da energia eólica ou de mini-hídricas) e o consequente aumento do equilíbrio da distribuição de riqueza e diminuição do preço da energia produzida (por competitividade entre concorrentes). A armazenagem de água no caso da energia hídrica ou o aproveitamento de materiais anteriormente considerados como lixo (como na biomassa), incrementa o rendimento de certas actividades, principalmente no sector primário <sup>(2)</sup>. Dados estes resultados, espera-se que as energias renováveis, e em especial a energia eólica, venham a ter uma cada vez maior contribuição para a produção energética mundial <sup>(9)</sup> <sup>(5)</sup> <sup>(2)</sup>.

## 2.2 Tecnologia e desenvolvimento

As turbinas eólicas podem ser de dois tipos: tipo *drag* (resistência) e tipo *lift* (sustentação). Nas turbinas tipo *drag*, a força motriz é a resistência aerodinâmica enquanto nas de tipo *lift* é a sustentação aerodinâmica. A utilização de cada conceito implica diferenças no seu desenvolvimento <sup>(2)</sup>. Um dos parâmetros mais importantes é a relação entre a intensidade da velocidade das pás da turbina e a velocidade do vento  $V_\infty$ , designada como coeficiente de velocidade periférica:

$$\lambda = \frac{\omega r}{V_\infty}, \quad (4)$$

sendo  $\omega$  a velocidade angular da turbina em rad/s e  $r$  o raio em m <sup>(2)</sup>.

As turbinas tipo *drag*, teoricamente, nunca circulam mais rápido que o escoamento ( $\lambda < 1$ ), ao contrário do que acontece nas de tipo *lift*. As turbinas tipo *drag* têm normalmente um arranque a  $V_\infty$  mais baixo mas têm grande resistência aerodinâmica a  $V_\infty$  elevado. A Figura 2 ilustra alguns dos conceitos comuns de turbinas eólicas e o Quadro 1 resume as características de cada sistema.

<b>Savonius</b>	<b>Darrieus</b>
Conceito muito antigo de turbina do tipo <i>drag</i> . Consiste em duas meias-canais colocadas em sentido inverso apoiadas num eixo vertical. A sobreposição das meias-canais leva ao aparecimento de componentes aerodinâmicas que permitem atingir $\lambda > 1$ . Pode ser usada em conjunto com outras turbinas para permitir arranques a baixas velocidades. Turbina amplamente estudada com configurações óptimas descritas <sup>(17)</sup> .	Turbina do tipo <i>lift</i> , muito investigada com vários protótipos de grandes dimensões construídos e testados mas sem êxito comercial. A forma das pás destina-se a que estas sejam apenas sujeitas a tracção mas dificultam a construção das mesmas, tornando-se um dispositivo caro. A variação da distância dos perfis ao eixo leva a que o escoamento não seja uniforme ao longo da pá, exigindo pás de secção variável para maior eficiência <sup>(2)</sup> .
<b>Giromill</b>	<b>HAWT</b>
Turbina do tipo <i>lift</i> . Funciona como uma turbina <i>Darrieus</i> mas usando perfis direitos e constantes, o que permite uma maior facilidade na produção e transporte, diminuindo os custos. É uma turbina em grande desenvolvimento actualmente. Também denominada <i>H-rotor</i> (normalmente quando constituído por 2 pás), <i>Darrieus</i> de pás direitas ou <i>cycloturbine</i> .	Consiste num certo número de pás alinhadas radialmente e ligadas a um eixo horizontal. O alinhamento com o vento pode ser feito electronicamente ou de forma passiva com, por exemplo, uma placa traseira. A intensidade variável do escoamento ao longo das pás leva à utilização de perfis de secção variável para maior eficiência, aumentando os custos.

Quadro 1 – Características das turbinas da Figura 2 <sup>(2)(4)</sup>

Outra divisão importante é entre turbinas HAWT (do inglês *Horizontal Axis Wind Turbine*) e VAWT (do inglês *Vertical Axis Wind Turbine*). As HAWTs têm dominado o panorama da produção de energia eléctrica eólica. A razão para o desenvolvimento inicial predominante de HAWTs é ainda desconhecida mas a verdade é que as VAWTs de grandes dimensões pouco mais conseguiram que alguns desenvolvimentos académicos, principalmente o desenvolvimento de VAWTs *Darrieus* <sup>(2)</sup>.

Actualmente, existe uma mudança de atitude relativamente às VAWTs, principalmente na microprodução onde estas parecem trazer mais vantagens pois são de fácil manutenção, produzem

menor ruído e não necessitam de alinhamento com o vento <sup>(4)</sup>. Segundo Riegler <sup>(18)</sup>, as VAWTs estão em vantagem no caso de ambientes urbanos ou locais com condições atmosféricas intensas.

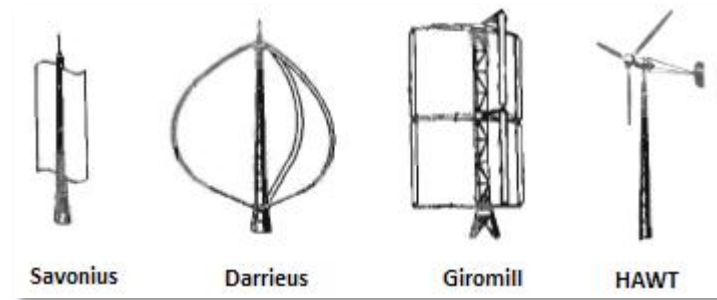


Figura 2 – Tipos de turbinas eólicas

As VAWTs dispensam sistemas de alinhamento com o vento, diminuindo os custos de produção, transporte, montagem e manutenção. No caso das HAWT, há energia que não é aproveitada durante o alinhamento da turbina com o vento e, no caso de sistemas de alinhamento activos, existe consumo de energia. As VAWTs, necessitam normalmente de sistema de arranque <sup>(1)</sup>. O alinhamento vertical do eixo das VAWT permite a localização do gerador a alturas mais baixas ou, inclusive, no chão, diminuindo custos de instalação e manutenção, diminuindo as tensões no poste e permitindo o desenvolvimento de geradores de grandes dimensões e peso <sup>(4)</sup>.

As pás das VAWTs *giromill* são mais fáceis de fabricar e transportar relativamente às pás de HAWTs ou VAWTs *Darrieus* que têm curvatura e perfil variável. No entanto, as HAWT parecem necessitar de menor volume de pás que as VAWT para a mesma potência. No caso das HAWT, a gravidade produz tensões periódicas na pá. Nas VAWTs, também existem tensões periódicas mas de natureza aerodinâmica. Estas cargas cíclicas levam ao agravamento de possíveis condições de fadiga. A potência produzida por uma HAWT é constante para um dado vento  $V_{\infty}$  constante mas é periódico para uma VAWT, afectando a fadiga de componentes e a qualidade da energia eléctrica produzida <sup>(4)</sup>.

A diferença entre o coeficiente de potência  $C_p$  de HAWTs comerciais actuais e VAWTs (*Darrieus* ou *giromill*) é de cerca de 25% (consoante o coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$  e as turbinas consideradas). Dada a diferença entre o volume de desenvolvimento de cada sistema, é de esperar que, com o mesmo desenvolvimento, as VAWTs consigam  $C_p$  semelhantes às HAWTs <sup>(2) (4)</sup>.

As VAWT produzem, em geral, menos ruído pela utilização de  $\lambda$  menores e pela colocação do gerador mais perto do solo. A utilização de  $\lambda$  menores torna as VAWT menos perigosas para aves e diminui o alcance de gelo libertado pelas pás (a orientação do eixo também é importante pois no caso de uma VAWT, as partículas libertadas não terão velocidade inicial vertical) <sup>(4)</sup>. O Quadro 2 resume as principais características de cada tipo de turbina.

Eriksson <sup>(4)</sup>, faz uma comparação exaustiva de VAWTs e HAWTs e conclui que a VAWT tipo *giromill* parece ser mais vantajosa que a VAWT tipo *Darrieus* principalmente pela sua simplicidade e

consequente facilidade de produção, transporte e manutenção. Conclui também que as VAWT funcionam melhor em condições de vento mais variáveis como as existentes em ambientes urbanos.

HAWT	
Vantagens	Desvantagens
<p>Como são normalmente colocadas a alturas maiores, são expostas a ventos mais intensos.</p> <p>Necessitam de pouca área no solo.</p> <p>Cargas aerodinâmicas aproximadamente regulares para uma velocidade do vento <math>V_{\infty}</math> e regime de funcionamento constantes.</p>	<p>A turbina é colocada a uma altura considerável, exigindo uma maior resistência estrutural do poste e dificultando a manutenção.</p> <p>Requer sistema de alinhamento com o vento.</p> <p>O movimento das pás e do rotor funcionam como um giroscópio gigante exercendo grandes forças no caso de mudança de direção do vento.</p> <p>Sistema normalmente mais ruidoso por implicar um maior <math>\lambda</math> e pela origem do ruído estar mais alta.</p>
VAWT	
Vantagens	Desvantagens
<p>Não necessita de alinhamento com o vento.</p> <p>Componentes, como, por exemplo, o gerador, mais próximas do chão, facilitando a montagem e manutenção e exigindo uma menor resistência estrutural do poste.</p> <p>Normalmente menos ruidoso por ter um menor <math>\lambda</math> e pela origem do ruído estar próxima do solo.</p> <p>Sistema ainda pouco desenvolvido permitido maiores retornos para investigação.</p>	<p>A colocação a baixa altitude não permite aproveitar ventos muito intensos.</p> <p>Cargas aerodinâmicas cíclicas, induzindo fadiga ou mesmo destruição (embora tal também aconteça nas HAWT mas de forma mais limitada e controlável).</p> <p>Maior área de pás (uma componente normalmente cara) que nas HAWT para a mesma potência.</p> <p>Requer, normalmente, sistema de arranque (para VAWTs tipo <i>lift</i>)<sup>(1)</sup>.</p>

Quadro 2 – Vantagens e desvantagens de HAWTs e VAWTs<sup>(2) (4) (10)</sup>

A indústria de energia eólica tem tido um grande desenvolvimento recentemente, fruto da procura e apoios prestados. Apesar de todo o desenvolvimento, é errado considerar esta como uma indústria madura sendo que ainda há muitas incertezas ao nível das várias áreas intervenientes como, por exemplo, a meteorologia, aerodinâmica ou materiais. Outras áreas mais específicas tais como estratégias de manutenção, desenho de parques eólicos ou integração de redes inteligentes chegam a ser contemporâneas e, em parte, consequência deste grande desenvolvimento. Subsistem ainda tantas áreas a investigar que actualmente não é óbvia a escolha óptima das dimensões de uma turbina eólica para um dado local<sup>(19)</sup>.

A necessidade de maior desenvolvimento nesta área chegou a ser decretada pela União Europeia UE com vista a facilitar a introdução de energias renováveis na Europa.

Três tendências têm dominado o mercado:

- Aumento das dimensões das turbinas eólicas;
- Aumento da eficiência das turbinas eólicas;
- Diminuição do *COE* (embora esta tendência se tenha alterado muito recentemente, tal como previsto em muitos estudos, que previam que as cargas cíclicas nas pás de uma HAWT levariam a um aumento do *COE* com o grande aumento das dimensões das mesmas)<sup>(7)</sup>.

Ao nível das turbinas de pequenas dimensões, tem havido uma grande expressão por parte das pessoas em geral na construção e utilização destes sistemas, particularmente do tipo VAWT *Savonius*, facilmente explicável pelo conceito simples de funcionamento e pela sua facilidade de construção (colocando as duas partes de um barril cortado em sentidos opostos fixas a um veio vertical). Ao nível comercial, já há muito tempo existem soluções para mercados muito específicos (como, por exemplo, zonas isoladas e barcos) mas começam agora a aparecer sistemas economicamente mais viáveis face à electricidade da rede. Estas turbinas são actualmente adaptadas para outras situações como para o aproveitamento da energia das marés ou de energia hídrica como é o exemplo da turbina GHT (do inglês *Gorlov helical turbine*).

O limite de Betz é o valor máximo teórico de  $C_p$  <sup>(6)</sup>:

$$C_{p_{\max}} = \frac{16}{27} \approx 59\% . \quad (5)$$

Foi calculado considerando uma turbina ideal, com infinito número de pás, sem perdas. Na realidade, vários factores levam a que as turbinas actuais não atinjam este valor como a existência de atrito aerodinâmico, a utilização de um número finito de pás, as perdas nas pontas das mesmas (*end/tip losses*), o momento transmitido ao escoamento que passa pela turbina, entre outros <sup>(5)</sup>.

Analisando o momento transmitido ao escoamento que passa pela turbina, pode-se obter um valor de  $C_{p_{\max}}$  mais detalhado como mostra o Gráfico 3 (apresentado como limite de Betz corrigido). As demonstrações destes resultados podem ser encontradas em detalhe nas referências apresentadas, sendo aqui apenas expostos os resultados para melhor compreensão de algumas escolhas e avaliações que serão feitas mais à frente. Note-se que os resultados apresentados pelo Gráfico 3 estão algo desfasados dos resultados actuais, tendo as VAWTs *Savonius* actuais uma curva semelhante à *american multiblade* <sup>(17)</sup>.

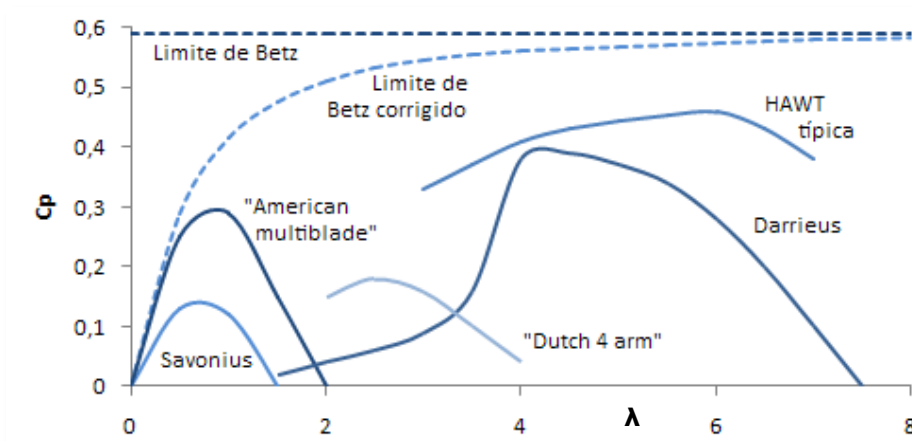


Gráfico 3 - Valores típicos para  $C_p$  <sup>(6)</sup>

Nas redes eléctricas actuais, o consumo diário de electricidade tem fortes oscilações ocorrendo mínimos durante a noite, aproximadamente entre as 24 e as 5h, e máximos entre as 19 e as 22h.

Estas oscilações são indesejáveis pois implicam a utilização parcial de geradores conforme a necessidade, diminuindo a sua rentabilidade. Uma solução usual é a utilização de tarifas multi-horárias pelas empresas de distribuição de electricidade. Aplicando-se maiores taxas no consumo de electricidade durante os períodos de maior procura e fazendo o inverso nos períodos de menor procura, altera-se o comportamento do consumidor diminuindo as oscilações no consumo <sup>(20)</sup>.

Com a introdução de energia renovável na rede eléctrica torna-se necessário controlar as oscilações na produção de electricidade. Para a diminuição destas oscilações, aposta-se na diversificação das fontes energéticas e na previsão de condições de produção. De resto, é necessário a implementação de sistemas de armazenagem de energia desde que economicamente viáveis <sup>(20)</sup>.

Em pequenas aplicações usam-se normalmente sistemas de baterias mas a sua aplicação em grandes dimensões não é efectuada devido ao seu elevado custo. Existe muita investigação a ser efectuada nesta área actualmente. Prevê-se também, no futuro, a utilização indirecta de baterias no armazenamento de energia através da utilização de veículos eléctricos inteligentes. Uma aplicação destas poderia levar ao equilíbrio da procura de electricidade diária e a um novo paradigma para o automóvel passando a ser uma fonte de receita, comprando electricidade durante a noite, quando esta se encontra a preços reduzidos, e vendendo parte durante o dia a preços mais elevados.

Outra tecnologia usada é a compressão de ar. Embora actualmente não seja uma tecnologia muito aplicada, tem uma elevada investigação associada. A utilização de sistemas de inércia, preservando a energia como energia cinética tem sido aplicada com grande sucesso em sistemas com uma frequência de oscilação elevada como no caso das turbinas eólicas, sendo que actualmente, parte das turbinas eólicas de grandes dimensões trazem incorporados sistemas desta natureza. A possibilidade de produzir e armazenar hidrogénio para reconversão futura em electricidade é vista como uma tecnologia de grande potencial principalmente se a adopção do carro a hidrogénio se realizar. É uma tecnologia que não se encontra disseminada devido às perdas de energia durante o processo, às dificuldades no armazenamento e transporte do hidrogénio e aos custos associados, principalmente, às células de combustível.

Por fim, existe o armazenamento de energia potencial nas barragens seja pelo controlo de água escoada ou até pelo bombeamento de água de jusante para montante, armazenando-a para utilização futura. Estes sistemas de bombeamento são utilizados em conjunto com energia eólica ou utilizando o excesso de produção eléctrica de origem nuclear. É actualmente o sistema com maior disseminação para grandes armazenamentos, estando a tecnologia disponível e testada <sup>(20)</sup>.

Embora aqui se tenha tentado fornecer uma introdução sucinta à energia eólica e às tecnologias envolvidas, para mais informação, uma excelente introdução à energia eólica é dada por Sahin <sup>(21)</sup>. Descrições mais exaustivas são dadas por Manwell <sup>(5)</sup> ou EWEA <sup>(7)</sup>.

## 2.3 A energia eólica nos Açores

O aproveitamento da energia eólica para produção de electricidade teve início, nos Açores, em 1988 com a instalação do parque eólico do Figueiral, na ilha de Santa Maria, constituído por 9 aerogeradores de 30 kW. Os resultados positivos obtidos e o empenhamento do Governo Regional nas energias renováveis levaram à instalação de numerosos parques como indicado no Quadro 3.

As instalações estão sob a supervisão do grupo EDA – Electricidade dos Açores, empresa responsável pela produção e distribuição de electricidade no arquipélago<sup>(20) (22)</sup>.

Nome	Localização	Potência total MW	Nº turbinas	Potência nominal kW	Fornecedor	Modelo	Ligação à rede
Serra do Cume	Terceira	4,5	5	900	Enercon	E-44	2008
Pico	Pico	1,8	6	300	Enercon	E30	2005
Lomba dos frades	Faial	1,8	6	300	Enercon	E30	2002
Figueiral	Santa Maria	0,9	3	300	Enercon	E30	2002
Boca da vereda	Flores	0,6	2	300	Enercon	E30	2002
Serra branca (ampliação)	Graciosa	0,6	2	300	Enercon	E30	2002
Pico da urze (2ª ampliação)	São Jorge	0,6	2	300	Enercon	E30	2002
Santa Maria (desactivação)	Santa Maria	-0,27	-9	30	AEROMAN	14/30	2001
Pico da urze (ampliação)	São Jorge	0,15	1	150	NORDTANK	NTK150	1994
Serra branca	Graciosa	0,2	2	100	NORDTANK	NTK150	1992
Pico da urze	São Jorge	0,40	4	100	NORDTANK	NTK150	1991
Santa Maria	Santa Maria	0,27	9	30	AEROMAN	14/30	1988

Quadro 3 – Evolução das centrais eólicas dos Açores<sup>(20) (23)</sup>

A política energética da região tem sofrido alterações tendo-se criado metas ambiciosas de 50% de energia eléctrica renovável em 2015 e de 75% em 2018. Para alcançar estes objectivos, o governo regional tem apoiado três grandes vertentes:

- A actualização dos parques energéticos do grupo EDA para produção renovável;
- A liberalização do mercado de micro-geração permitindo e, essencialmente, desburocratizando a venda de energia à rede por particulares (PROENERGIA);
- O apoio à investigação no domínio das energias renováveis e do potencial dos Açores nesta área, com o apoio do programa MITPortugal.

Todas estas iniciativas resultaram na formação do programa *Green Islands* e de outros organismos reguladores como o ARENA. Importa também salientar outros mecanismos como o caso da certificação energética de edifícios<sup>(20)</sup>.

Tendo em conta esta política energética, o grupo EDA tem procedido à ampliação e criação de centrais hídricas, eólicas (Quadro 4) e geotérmicas.

Nome	Localização	Potência instalada kW	Potência a instalar kW	Potência final kW
Figueiral	Santa Maria	900	660	1560
Graminhais	São Miguel	0	9000	9000
Serra do cume	Terceira	4500	4500	9000
Serra branca	Graciosa	800	660	1260
Pico da urze	São Jorge	1150	990	2140
Pico	Pico	1800	660	2460
Faial	Faial	0	4500	4500
Boca da Vereda	Flores	600	0	600
<b>Total</b>		<b>9750</b>	<b>20970</b>	<b>30520</b>

Quadro 4 - Potência eólica a instalar nos Açores até 2014<sup>(20)</sup>

Estes investimentos estão já contabilizados na Figura 3.

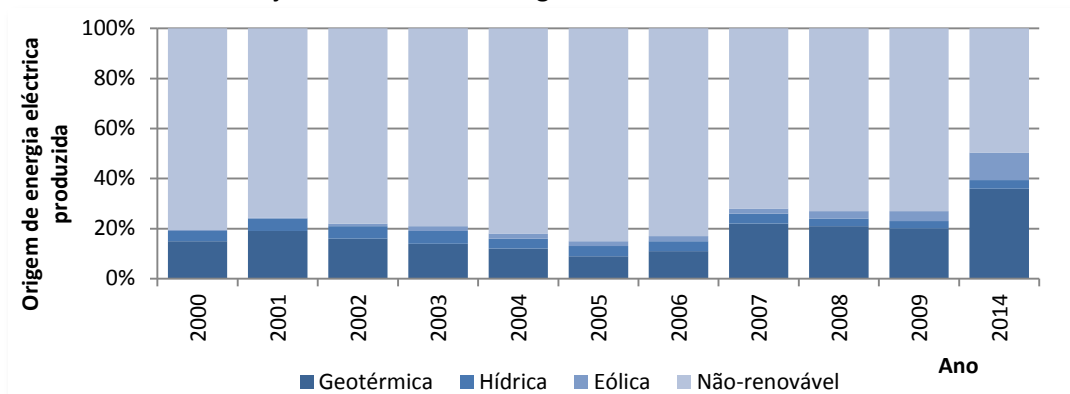


Figura 3 - Origem da energia eléctrica produzida nos Açores<sup>(20) (22)</sup>

A elevada penetração de energias renováveis nos Açores e as oscilações de produção que estas apresentam, levou à necessidade de implementação de sistemas de regulação. Tais sistemas são, como se viu anteriormente, normalmente necessários, quando existe uma forte componente de energias renováveis. No caso dos Açores, recorreu-se a sistemas de inércia nas ilhas com maior penetração (Flores e Graciosa). Note-se que outras ilhas como São Miguel, que também têm uma elevada taxa de penetração, utilizam fontes de energia renovável mais estáveis e previsíveis, como a energia hídrica ou geotérmica, não necessitando de sistemas de estabilização da rede eléctrica. Esta utilização tem demonstrado a possibilidade de utilização de elevadas penetrações de energias renováveis em redes eléctricas de várias dimensões, tornando os Açores num laboratório vivo, exemplo para todo o mundo<sup>(20)</sup>.

Com o desenvolvimento arquitectado até 2014, espera-se que a penetração das energias renováveis atinja valores ainda maiores (50%), em redes eléctricas maiores (como na ilha de S. Miguel com uma população de 130000 habitantes) e com elevada diversificação. Considerando novamente S. Miguel, ter-se-á energia eólica, hídrica, geotérmica e fotovoltaica por particulares. Este será um grande ponto de desenvolvimento e estão a ser preparados novos mecanismos de regulação como hídricas reversíveis e instalação de redes inteligentes<sup>(20)</sup>.



### 3 Parâmetros de funcionamento

#### 3.1 Introdução aos sistemas VAWT

As turbinas eólicas têm uma curva de potência característica como mostra a Figura 4.

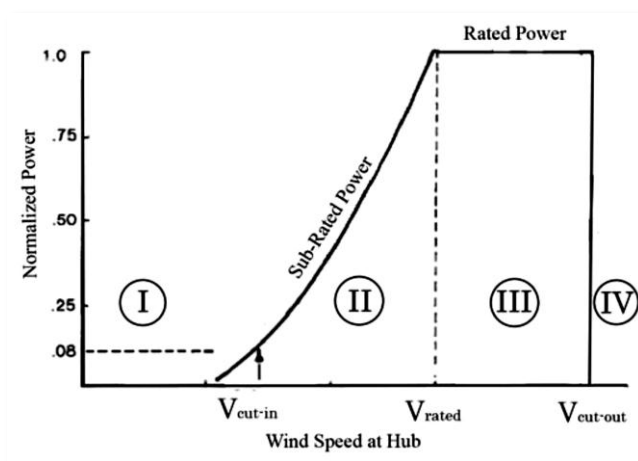


Figura 4 – Curva de potência característica de turbinas eólicas <sup>(24)</sup>

Na zona I, a velocidade do vento é demasiado baixa para que ocorra a produção de energia. A partir da velocidade de arranque,  $V_{cut\_in}$ , na zona II, a turbina inicia a produção de energia mas com valores inferiores à produção nominal. Nesta zona (II), teoricamente, a produção aumenta com o cubo da velocidade do vento até atingir a velocidade nominal,  $V_{rated}$ . A partir desta velocidade, a turbina funciona na zona III, de produção nominal, onde a produção de electricidade é aproximadamente constante. A transição da zona III para a zona IV dá-se quando se atinge a velocidade máxima,  $V_{cut\_out}$ , a partir da qual não ocorre produção de electricidade pois o funcionamento neste regime seria prejudicial para a turbina <sup>(24)</sup>.

Apesar das VAWT tipo *giromill* serem o tipo mais simples de turbina eólica, a sua análise aerodinâmica é bastante complexa <sup>(3)</sup>. Considere-se uma turbina de raio  $R$ , girando com uma velocidade angular  $\omega$ , submersa num escoamento com velocidade  $V_{\infty}$  (velocidade do vento), como na Figura 5.

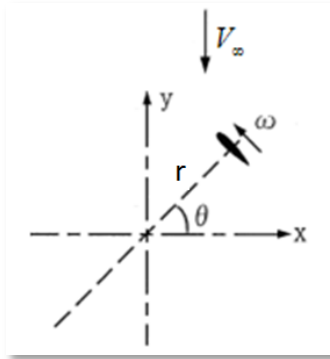


Figura 5 – Representação do modelo bidimensional da turbina.

A velocidade do escoamento na pá,  $V_p$  pode ser decomposta em duas componentes: uma componente normal  $V_n$ , apontando do interior para o exterior da turbina e uma componente tangencial  $V_t$ , positiva no sentido do bordo de ataque para o bordo de fuga, definidas como

$$V_t = r\omega + V_\infty \cos(\theta), \quad (6)$$

$$V_n = -V_\infty \sin(\theta), \quad (7)$$

sendo  $\theta$  o ângulo da posição da pá com a perpendicular ao escoamento <sup>(3)</sup>. A Figura 6 apresenta a intensidade das diferentes componentes ao longo da posição da pá.

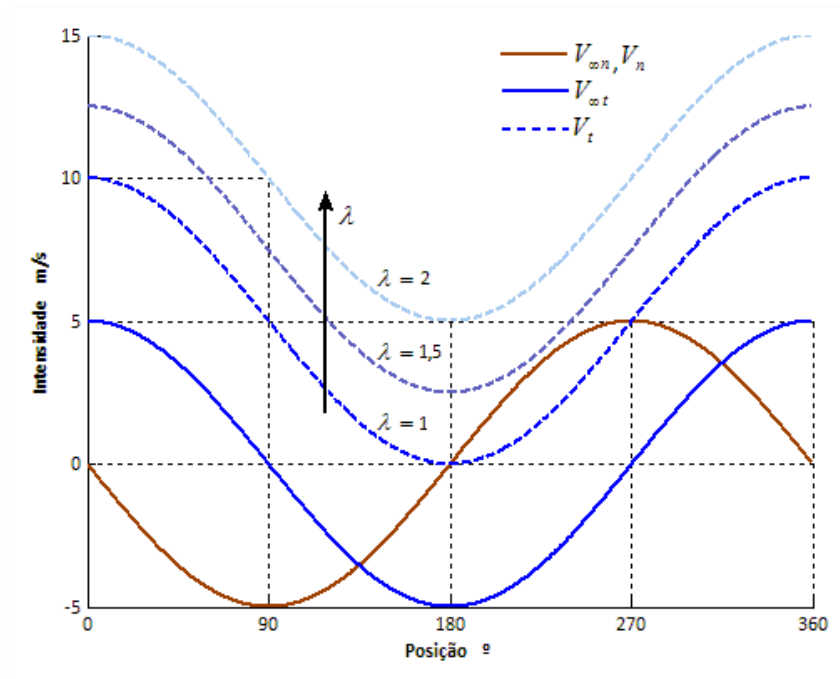


Figura 6 – Componentes do vento e do escoamento nas pás da turbina para  $V_\infty=5\text{m/s}$

A intensidade da componente normal do escoamento nas pás  $V_n$  não depende da velocidade de rotação da turbina  $\omega$  tendo uma curva igual para uma igual velocidade do vento  $V_\infty$ . A intensidade da componente tangencial do escoamento  $V_t$  altera-se com a mudança de  $V_\infty$  e do coeficiente de

velocidade periférica  $\lambda$ . O aumento de  $\lambda$ , leva ao aumento de  $V_t$ . Como  $V_n$  não se altera, conclui-se que com o aumento de  $\lambda$ ,  $V_t$  torna-se a componente dominante no escoamento, diminuindo a amplitude do ângulo de ataque  $\alpha$ , como se verá de seguida.

O ângulo de ataque pode ser obtido como <sup>(3)</sup>

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{V_n}{V_t}\right). \quad (8)$$

Substituindo os resultados anteriores, obtém-se

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{-V_\infty \text{sen}(\theta)}{V_\infty \cos(\theta) + \lambda V_\infty}\right) = \tan^{-1}\left(-\frac{\text{sen}(\theta)}{\cos(\theta) + \lambda}\right). \quad (9)$$

Conclui-se que o ângulo de ataque  $\alpha$  depende apenas da posição da pá  $\theta$  e do coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$ , sendo independente da velocidade do vento  $V_\infty$ .

A Figura 7 mostra  $\alpha$  ao longo de  $\theta$  para diferentes  $\lambda$ .

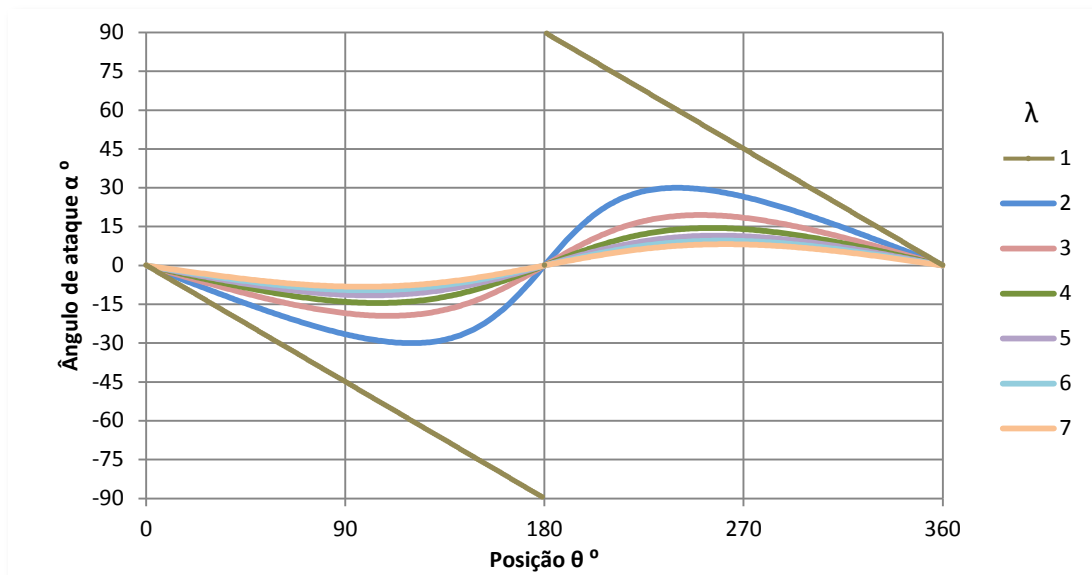


Figura 7 – Ângulo de ataque  $\alpha$  ao longo da posição da pá  $\theta$ , em função do coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$

$\lambda$	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\alpha_{\max}$	90	30	20	14,5	11,55	9,6	8,22	7,18	6,38
$\theta_{\alpha \max}$	180	120	110	105	101	100	98,5	97	96,5

Quadro 5 – Valores para  $\alpha_{\max}$  e  $\theta_{\alpha \max}$  em função do coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$

Como se viu anteriormente, a variação de  $\alpha$  é tanto maior quanto menor  $\lambda$  <sup>(25)</sup>. Verifica-se também que, para  $\lambda > 3$ ,  $\alpha_{\max} < 20^\circ$  tornando os efeitos de perda nas pás desprezáveis.

A intensidade da velocidade do escoamento não perturbado relativo à pá é dada pela expressão

$$V_p = \sqrt{V_t^2 + V_n^2} \quad (3). \quad (10)$$

Substituindo as expressões anteriores obtém-se

$$\begin{aligned}
 V_p &= \sqrt{(r\omega + V_\infty \cos \theta)^2 + (-V_\infty \sin \theta)^2} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow V_p &= \sqrt{(\lambda V_\infty + V_\infty \cos \theta)^2 + (-V_\infty \sin \theta)^2} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow V_p &= \sqrt{\lambda^2 V_\infty^2 + 2\lambda V_\infty^2 \cos \theta + V_\infty^2 \cos^2 \theta + V_\infty^2 \sin^2 \theta} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow V_p &= V_\infty \sqrt{\lambda^2 + 2\lambda \cos \theta + 1}. \tag{11}
 \end{aligned}$$

A média da velocidade numa revolução é dada por

$$\overline{V_p} = V_\infty \sqrt{\lambda^2 + 1}. \tag{12}$$

Os valores máximos e mínimos são dados por

$$V_{p_{\max}} = V_\infty \sqrt{\lambda^2 + 2\lambda + 1} = V_\infty (\lambda + 1), \tag{13}$$

$$V_{p_{\min}} = V_\infty \sqrt{\lambda^2 - 2\lambda + 1} = V_\infty (\lambda - 1). \tag{14}$$

A variação relativa da intensidade da velocidade é dada por

$$\begin{aligned}
 \Delta V_p &= \frac{V_\infty (\lambda + 1) - V_\infty (\lambda - 1)}{V_\infty \sqrt{\lambda^2 + 1}} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow \Delta V_p &= \frac{2}{\sqrt{\lambda^2 + 1}}. \tag{15}
 \end{aligned}$$

Portanto  $\Delta V_p$  não depende de  $V_\infty$ .

Note-se que

$$\begin{aligned}
 \lim_{\lambda \rightarrow \infty} \overline{V_p} &= \lim_{\lambda \rightarrow \infty} V_\infty \lambda = \infty \\
 \lim_{\lambda \rightarrow \infty} \Delta V_p &= \lim_{\lambda \rightarrow \infty} \frac{2}{\lambda} = 0.
 \end{aligned}$$

O conhecimento dos parâmetros que afectam o escoamento na pá é da maior importância. Como se viu anteriormente, um maior coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$  diminui a variação do ângulo de ataque  $\alpha$  e a variação relativa da velocidade do escoamento não perturbado relativo à pá  $\Delta V_p$ . Este conhecimento será da maior importância na escolha do regime de funcionamento da turbina pois a variabilidade de  $\alpha$  e  $V_p$  está relacionada com uma maior fadiga dos equipamentos<sup>(2)</sup>.

A partir da intensidade média da velocidade  $\overline{V_p}$ , é possível obter o número de Reynolds médio  $\overline{\text{Re}}$  para a configuração em estudo considerando

$$\overline{\text{Re}} = \frac{V_\infty \sqrt{\lambda^2 + 1}}{\nu} c, \tag{16}$$

sendo  $\nu$  a viscosidade cinemática do escoamento (considerada  $1,5 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$ ) e  $c$  a corda das pás da turbina.

O Gráfico 4 ilustra  $\overline{Re}$  para várias configurações.

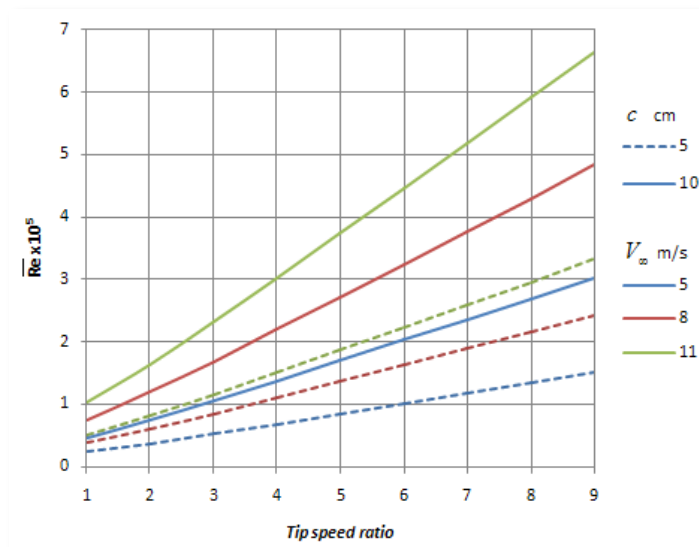


Gráfico 4 - Número de Reynolds médio para várias configurações

As forças aerodinâmicas resultantes do escoamento nas pás  $V_p$  podem ser obtidas pela interpolação de gráficos do coeficiente de sustentação  $C_L$  e de resistência  $C_D$  de acordo com o ângulo de ataque  $\alpha$  e o número de Reynolds  $Re$  em cada posição  $\theta$ . No entanto, não é fácil encontrar este tipo de informação para os regimes de funcionamento típicos de uma VAWT (baixos  $Re$  e elevados  $\alpha$ ). Um dos trabalhos pioneiros nesta área foi de Sheldahl (26). No entanto, como se viu anteriormente, para  $\lambda > 3$ , os valores de  $\alpha$  são baixos o suficiente para se poder usar a maioria das medições disponíveis. Com a obtenção das forças de sustentação  $L$  e de resistência  $D$ , obtêm-se as componentes de força normal  $F_n$  e tangencial  $F_t$  nas pás dadas por<sup>(3)</sup>

$$F_t = L \sin(\alpha) + D \cos(\alpha), \quad (17)$$

$$F_n = L \cos(\alpha) + D \sin(\alpha). \quad (18)$$

A Figura 8 ilustra esta situação para um perfil simétrico.

A partir das relações apresentadas conclui-se que o ângulo de ataque  $\alpha$  é preponderante na força tangencial  $F_t$  produzida. A relação apresentada anteriormente de  $\alpha$  com o coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$  é que define o regime de funcionamento da turbina. A baixos  $\lambda$ ,  $\alpha$  é elevado, fazendo com que a pá entre em perda e diminua a relação sustentação/resistência  $L/D$ . A elevados  $\lambda$ ,  $\alpha$  é baixo e a componente tangencial de  $L$  é reduzida. Existe um  $\lambda$  ótimo intermédio onde  $\alpha$  é suficientemente elevado para que a componente tangencial de  $L$  seja considerável e suficientemente baixo para que a relação  $L/D$  seja elevada.

De acordo com as conclusões anteriores, um perfil adequado para uma VAWT *giromill* deveria entrar em perda a elevados  $\alpha$ , o que permitiria a sua utilização em ângulos elevados (baixo  $\lambda$ ),

maximizando a componente tangencial de  $L$ , aumentando  $F_t$ . Por outro lado, a relação  $L/D$  deveria ser elevada para diminuir a resistência de cada pá. Existem perfis que apresentam uma relação  $L/D$  bastante elevada num dado regime de funcionamento. Esta característica é usada em aeronáutica no desenvolvimento de perfis de asas e o mesmo se pode aplicar no desenvolvimento de VAWTs. Esta característica é denominada como *drag bucket* dada a curva de  $D$  em função de  $L$  apresentar um rebaixamento numa dada região de funcionamento fazendo lembrar um balde (em inglês *bucket*).

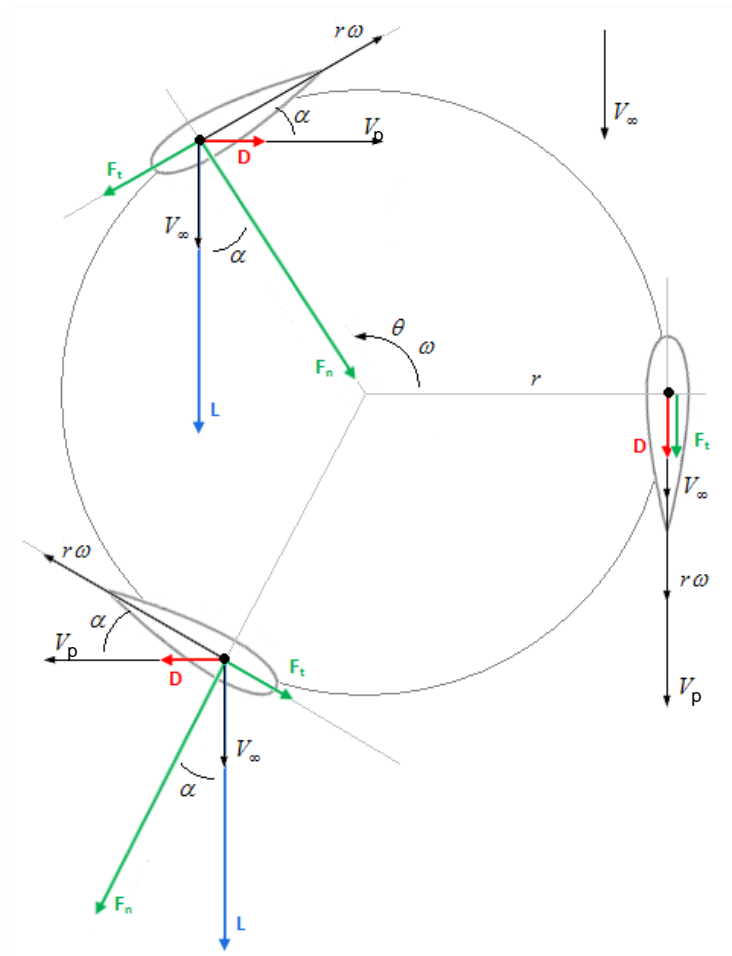


Figura 8 – Representação de forças numa VAWT *giromill* para um perfil simétrico

A força tangencial média é dada por

$$\overline{F_t} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} F_t d\theta \quad (19)$$

O binário médio no veio da turbina é dado por

$$M = n \overline{F_t} r \quad (20)$$

sendo  $n$  o número de pás e  $r$  o raio da turbina<sup>(3)</sup>.

A potência média da turbina é dada por

$$P = M\omega \quad (21)$$

sendo  $\omega$  a velocidade angular da turbina<sup>(3)</sup>.

Nas pás da turbina, a rápida variação do ângulo de ataque  $\alpha$  e da intensidade do escoamento  $V_p$  faz com que a resposta da pá seja dinâmica, e portanto diferente dos resultados normalmente publicados em regimes estáticos. Essa diferença é assinalável e depende de um grande número de factores. A própria perda (*stall*), passa a ser denominada perda dinâmica (*dynamic stall*). O fenómeno de perda dinâmica é caracterizado por um atraso na entrada em perda produzindo valores de sustentação  $L$ , resistência  $D$  ou binário  $M$  diferentes dos obtidos com perda estática, nomeadamente com histerese. Para baixos valores do número de Mach, é caracterizado pela formação de um vórtice no bordo de ataque e sucessiva passagem sobre a superfície de baixa pressão da pá. É afectado por parâmetros relacionados com o movimento da pá como o tipo de movimento, frequência ou ângulo de ataque máximo. É também afectado por parâmetros relacionados com a camada limite como o perfil usado ou o número de Reynolds  $Re$ <sup>(2) (27) (28) (29)</sup>. Em geral, quanto maior o ângulo de ataque máximo, maior é o crescimento do vórtice de perda dinâmica e mais acentuados os seus efeitos. Relativamente à frequência do movimento, acima de um certo valor, ocorre um período duplo de variação dos parâmetros, por exemplo, de  $L$ , com o ângulo de ataque  $\alpha$  como mostra a Figura 9.

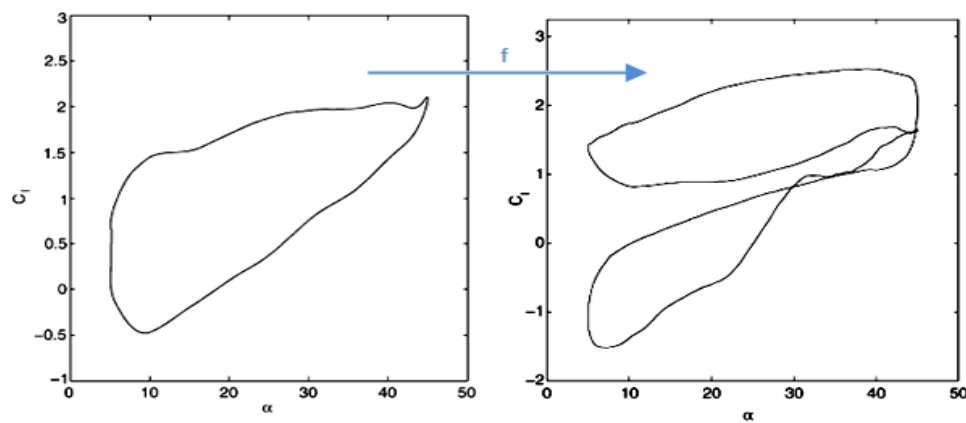


Figura 9 - Coeficiente de sustentação  $C_l$  em função do ângulo de ataque  $\alpha$  para um perfil com oscilação sinusoidal para diferentes frequências<sup>(27)</sup>

No caso de uma VAWT, o ângulo de ataque  $\alpha$  varia, como se viu anteriormente, e varia tanto mais quanto menor o coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$ . Desta forma,  $\lambda$  tem uma grande influência no regime de perda dinâmica da VAWT e, embora a perda dinâmica leve a uma maior eficiência da turbina, provoca também maior fadiga e ruído<sup>(25)</sup>.

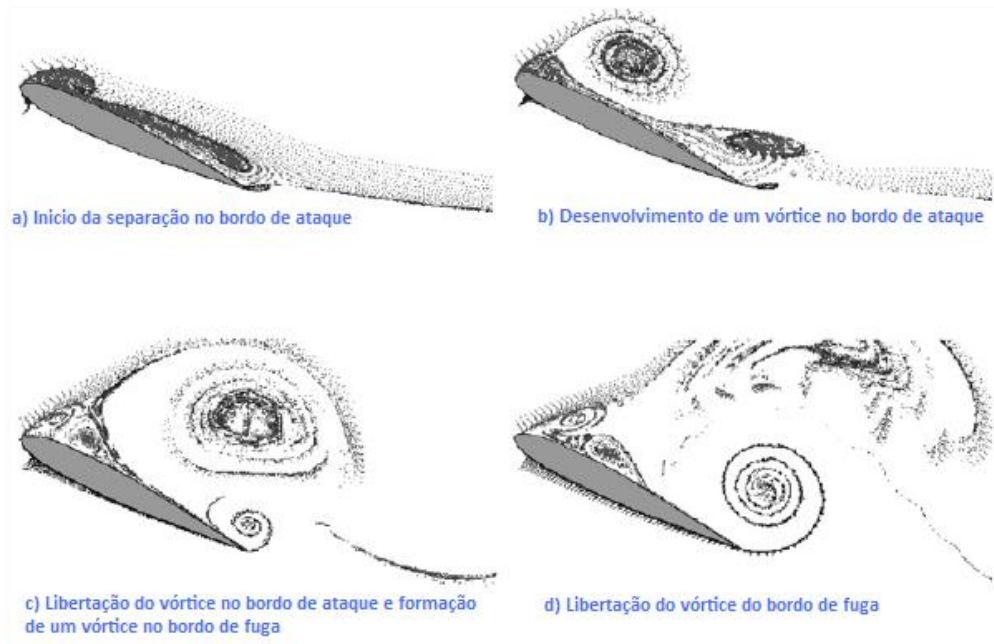


Figura 10 – Perfil NACA0015 em condições de perda dinâmica<sup>(30)</sup>

Nobuyuki<sup>(25)</sup>, apresenta uma descrição do escoamento através de uma VAWT da qual se apresentam alguns resultados através da Figura 11 e da Figura 12.

Como se pode constatar, ocorrem alterações importantes no escoamento a montante do poste. Estas alterações no escoamento vão trazer importantes consequências para o desempenho das pás a jusante do poste. Paraschivoiu<sup>(2)</sup> indica que a dificuldade em simular tais alterações no escoamento, é um grande entrave no desenvolvimento de modelos para VAWTs.

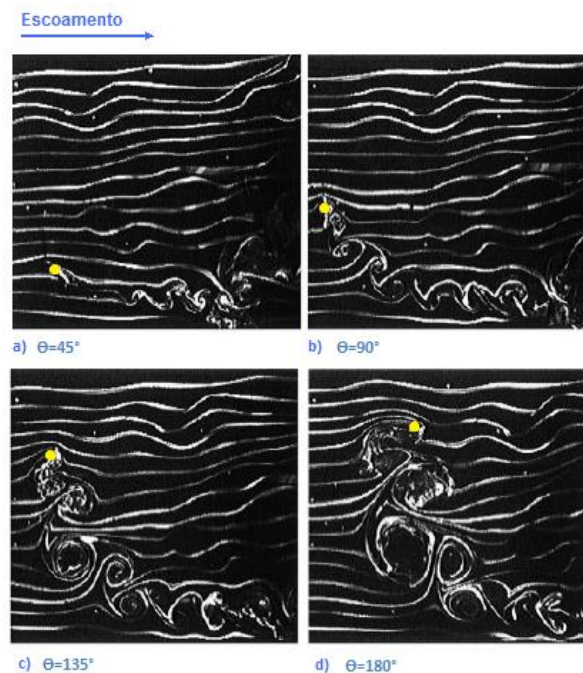


Figura 11 – Visualização experimental do escoamento numa VAWT.  $Re=3 \times 10^3$ ,  $\lambda=2$ , imagens com  $80 \times 80 \text{mm}$ <sup>(25)</sup>



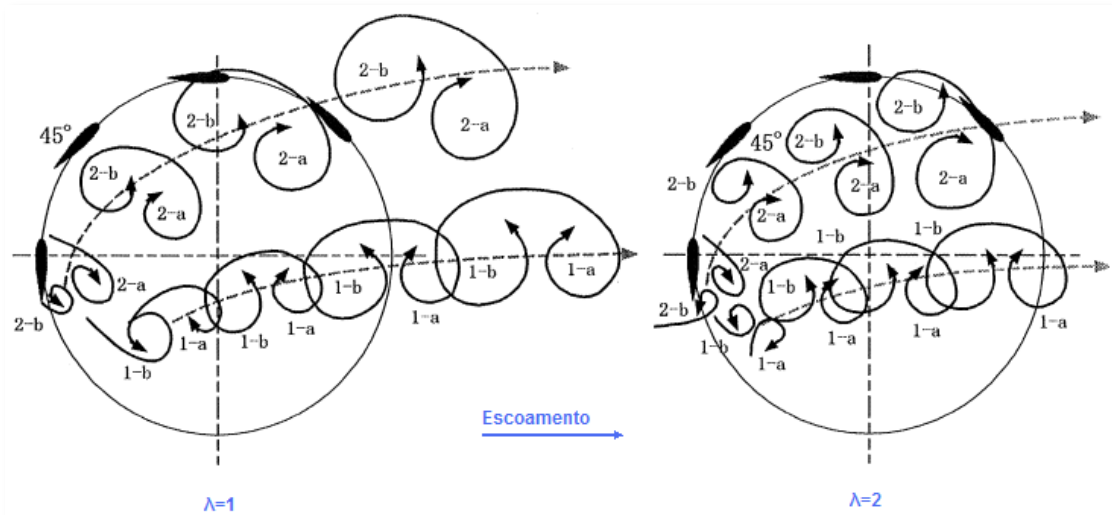


Figura 12 – Descrição da evolução dos vórtices iniciais formados no bordo de ataque (1-a) e no bordo de fuga (1-b) e dos vórtices secundários formados no bordo de ataque (2-a) e no bordo de fuga (2-b).  $Re=3 \times 10^3$  <sup>(25)</sup>.

Larsen <sup>(30)</sup>, sintetiza e apresenta modelos para o cálculo numérico de perda dinâmica.

Tem havido uma grande procura de métodos para o controlo de perda dinâmica. Bons resultados (e possivelmente aplicáveis numa VAWT) têm sido obtidos com sistemas de sopro <sup>(31)</sup> ou controlo do ângulo de ataque usando actuadores piezocerâmicos <sup>(32)</sup>. Outros dispositivos e técnicas de controlo são apresentados mais à frente.

### 3.2 Área de varrimento

A área  $A$  de varrimento de uma VAWT é determinada pela sua altura, diâmetro e forma das pás. A obtenção de dimensões óptimas tem sido uma preocupação constante em engenharia de turbinas eólicas, cuja resposta reside normalmente no estudo de factores económicos <sup>(2)</sup>. Vários estudos foram feitos nesta área mas essencialmente para HAWTs. Para VAWTs *Darrieus*, os estudos apresentados referem-se normalmente a grandes dimensões (áreas de varrimento superiores a 1000 m<sup>2</sup>). Estes estudos concluíram que, assumindo uma estrutura e materiais similares, a massa (e consequentemente o custo) era proporcional ao cubo do diâmetro da VAWT (*Darrieus*) sendo que o mesmo acontecia para o custo dos sistemas de transmissão. Tal é explicável pela menor disponibilidade de componentes de grandes dimensões, à dificuldade associada à sua produção, transporte e instalação e à menor capacidade de produção em massa de componentes de grande dimensão. No entanto, como se viu anteriormente, a energia total capturada é proporcional à área da turbina (para um alongamento  $AR = 1$ , será proporcional ao diâmetro ao quadrado). Assim, pode-se concluir que não existe benefício num diâmetro maior <sup>(2)</sup>.

Às dimensões e peso da turbina estão também associados os custos de transporte e instalação. Relativamente ao transporte, foram contactados transitários que informaram que, dentro de um tecto máximo de dimensões, os custos são proporcionais ao volume da encomenda, respectivo peso e custo do carregamento do respectivo material a transportar. Os pesos considerados são relativamente elevados. O volume é contabilizado, no mínimo, ao m<sup>3</sup>. No caso do carregamento, o ideal é que o material seja transportável por uma pessoa sem ajuda, e que caiba num veículo de transporte convencional. Assim, para evitar custos elevados no transporte, o ideal seria uma turbina composta por componentes que não ultrapassem individualmente os 40 kg. As dimensões máximas deveriam ser inferiores a 1,20 m de forma a caber numa paleta EUR (ISO1), cujas dimensões são 1,20 por 0,80 m.

Desta forma, para reduzir custos no transporte, conclui-se que a turbina deverá ser composta por várias componentes, cada uma com um comprimento máximo de cerca de 1,10 m e um peso máximo de 40 kg. Estas condições são também muito favoráveis para a instalação da turbina.

### 3.3 Limite de Betz e perdas

Como indicado anteriormente, o limite de Betz estipula que

$$C_{P_{\max}} \approx 59\% .$$

No entanto, na prática, o valor máximo obtido é inferior a 45%<sup>(33)</sup>. A teoria de Betz assume várias condições: o fluido é considerado homogêneo e incompressível, não existe resistência, a turbina tem um número infinito de pás e o escoamento não ganha qualquer rotação. Na prática, a rotação transmitida ao escoamento após passar pela turbina, a resistência aerodinâmica e a existência de um número finito de pás e respectivas perdas levam a uma diminuição do valor de  $C_{P_{\max}}$  obtido<sup>(5)</sup>.

#### Escoamento com rotação

Considerando a rotação transmitida ao escoamento pela turbina obtém-se uma expressão que relaciona  $C_{P_{\max}}$  com o coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$ . O Quadro 6 apresenta alguns valores obtidos e no Gráfico 3 é possível comparar a importância do funcionamento a elevados  $\lambda$ <sup>(33)</sup><sup>(34)</sup>.

$\lambda$	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	5,0	7,5	10,0
$C_{P_{\max}}$	0,289	0,416	0,477	0,511	0,533	0,570	0,581	0,585

Quadro 6 – Valores de  $C_{P_{\max}}$  em função de  $\lambda$  de acordo com a teoria de Glauert-Schmitz

As *end/tip losses* ocorrem pela passagem de fluido da zona de maior pressão para a de menor pressão no extremo de uma asa. Está também associado à formação de vórtices nestas zonas. Este efeito de perda é atenuado pela utilização de pás com alongamento AR superior e, para HAWTs, considera-se

$$\eta_{tip} = 1 - \left( 1,84 / n \times \lambda \right), \quad (22)$$

sendo  $n$  o número de pás e  $\lambda$  o coeficiente de velocidade periférica<sup>(33)</sup>. Este é o principal factor apontado para as diferenças entre as simulações CFD em 2D e 3D<sup>(35)</sup>. Robert<sup>(35)</sup> conclui que os vórtices nas pontas das pás têm maior intensidade nas posições em que a pá tem maior lift (embora com um ligeiro atraso devido ao tempo necessário para o escoamento responder a essas condições). Esta conclusão pode ser verificada na Figura 13 onde a intensidade dos vórtices na ponta das asas é superior na posição **a**<sup>(35)</sup>.

Ye<sup>(36)</sup> conclui (embora para uma VAWT para uso hídrico) que para um alongamento  $AR > 3$  as *end/tip losses* são desprezáveis, como mostra o Gráfico 5.

Comparou também as velocidades induzidas nas pás, em várias zonas, para uma simulação 3D com os resultados da simulação 2D, sendo que a diferença entre estas aumenta com a proximidade à ponta da asa. Concluiu assim que as *end/tip losses* são o efeito tridimensional mais importante.

Ye<sup>(36)</sup> testou ainda a utilização de end-plates obtendo os resultados apresentados no Gráfico 6.

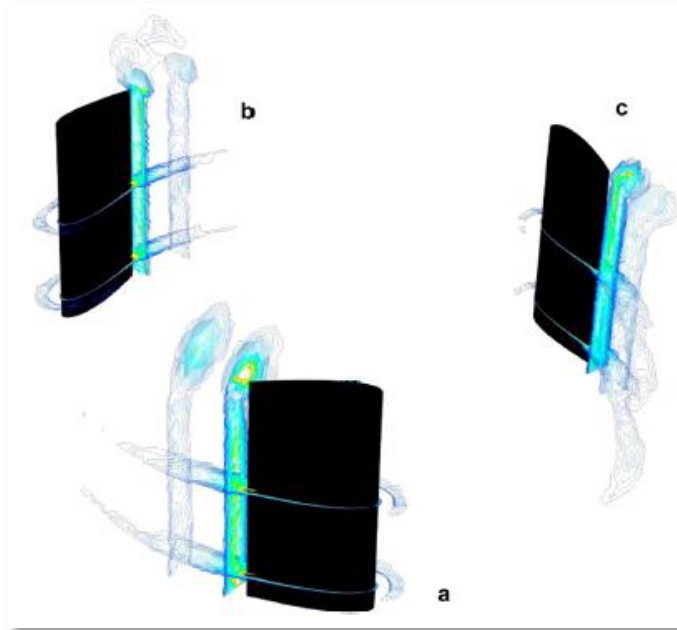


Figura 13 – Contornos de vorticidade a 415 RPM,  $V_\infty=5,07$  m/s (em direcção à página) <sup>(35)</sup>

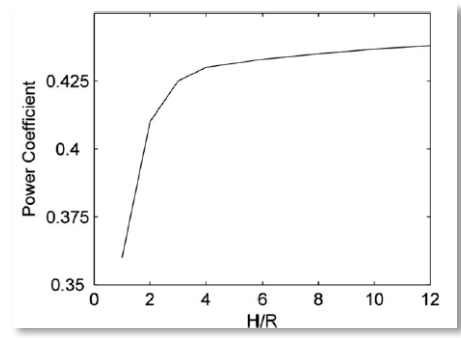


Gráfico 5 – Relação entre o alongamento (aqui apresentado em função do raio) e o  $C_{pmax}$  para uma turbina com 1 pá NACA0015,  $\sigma=0,0833$  e  $Re=360000$  <sup>(36)</sup>

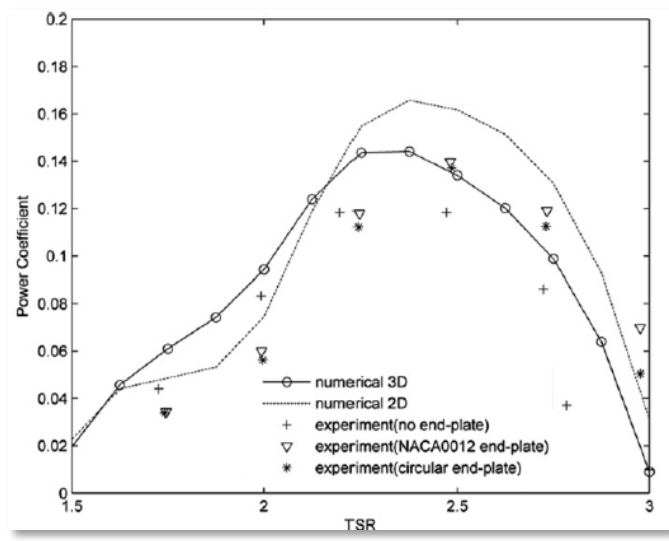


Gráfico 6 – Teste de  $C_p$  com diferentes *end plates* para uma VAWT subaquática de 3 pás com  $r=45$ cm, NACA 63(4)-021,  $\sigma=0,435$ ,  $h=0,5$ m e  $V_\infty=1,5$  m/s <sup>(36)</sup>

Este resultado justifica a utilização de *end plates* nas pontas das pás para  $\lambda > 2,25$  de forma a diminuir a formação de vórtices, técnica já utilizada na aviação pela adição de *winglets* nas asas. Além deste aspecto, este resultado permite avaliar a importância das *end/tip losses*. Ao usar *end-plates*, Ye <sup>(36)</sup> considera que a boa aproximação entre os modelos numéricos 2D e os resultados experimentais permitem concluir que este é o factor predominante de efeitos tridimensionais.

Existem ainda perdas relacionadas com a interacção entre as pás que são muito difíceis de avaliar. Robert <sup>(35)</sup>, também conclui que, sob certas condições, as pás podem vir a sofrer influência da sua própria esteira como mostra a Figura 14 onde a secção W representa a esteira da pá c. Os mesmos resultados são descritos por Nobuyuki <sup>(25)</sup> como se viu anteriormente na Figura 12.

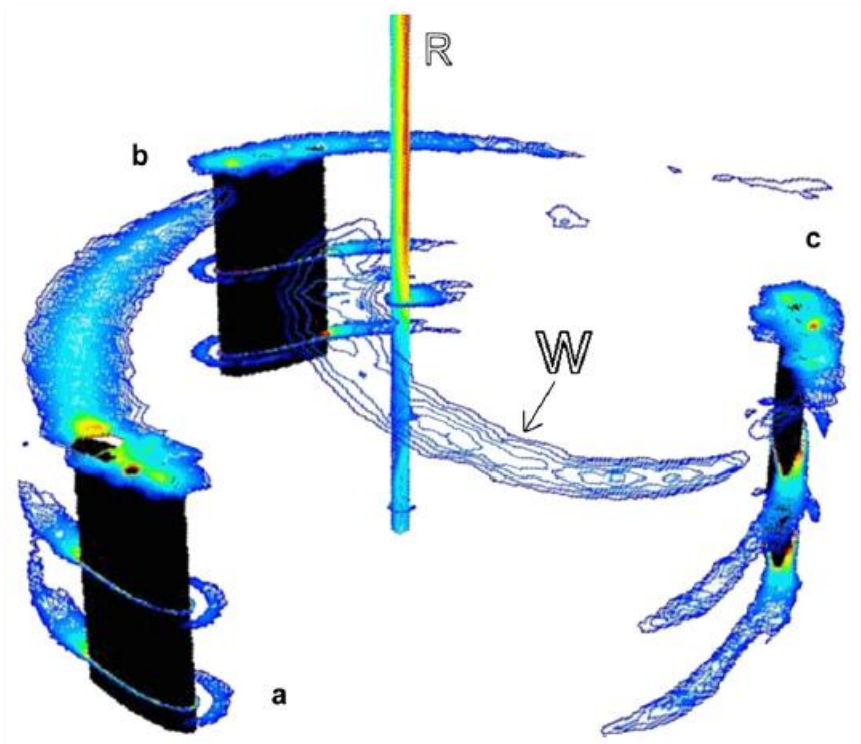


Figura 14 – Em certas condições de rotação, as pás estão sujeitas à sua própria esteira (W da pá c) <sup>(35)</sup>

As perdas em outras componentes da turbina são maioritariamente atribuídas aos rolamentos e aos braços de suporte <sup>(35)</sup>.

### 3.4 Alongamento

O alongamento (em inglês *aspect ratio*)  $AR$  é definido como

$$AR = h/D, \quad (23)$$

sendo  $h$  a altura da turbina e  $D$  o diâmetro da mesma <sup>(2)</sup>. Por vezes,  $AR$  é definido em função do raio ao invés do diâmetro.

Inicialmente, as VAWTs tinham um baixo  $AR$  de forma a minimizar o comprimento das pás e, em geral, a quantidade de material usado para uma dada área <sup>(2)</sup>. No entanto, existem importantes perdas nas extremidades das pás e aumentando  $AR$ , diminui-se o valor relativo destas perdas. Como se viu anteriormente (Gráfico 5), para um  $AR > 3$ , estas perdas são desprezáveis.

Outro factor importante é a variação da intensidade do vento com a altitude. Para uma turbina suficientemente grande este é um efeito importante. Paraschivoiu <sup>(2)</sup> apresenta um modelo teórico para o cálculo da influência do alongamento no funcionamento da turbina (devido à variação da intensidade do vento com a altitude) e conclui que a diferença na potência produzida pode ser superior a 10%, mas sem comparar com resultados experimentais.

O aumento do  $AR$  leva a um aumento da velocidade angular  $\omega$  (para manter a mesma velocidade de escoamento nas pás  $V_p$  e conseqüentemente o mesmo coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$ ) e a uma diminuição do binário  $M$  para a mesma potência <sup>(2)</sup>. Como se verá mais à frente, a escolha do gerador determina a velocidade de funcionamento. Como os geradores necessitam, em geral, de velocidades elevadas, pode-se optar por um sistema de baixa velocidade e elevado binário (baixo  $AR$ ), usando uma caixa de velocidades ou um sistema de elevada velocidade (elevado  $AR$ ) sem caixa de velocidades.

A escolha deste parâmetro vai depender essencialmente do regime de funcionamento desejado (dependente essencialmente do tipo de gerador escolhido) e de um estudo do custo associado ao mesmo.

### 3.5 Coeficiente de velocidade periférica

O coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$ , é considerado um factor crucial no desenvolvimento de uma turbina eólica <sup>(33)</sup> <sup>(34)</sup>. É necessário saber o  $\lambda$  óptimo para se avaliar as condições de funcionamento, potência obtida e o retorno do investimento efectuado <sup>(33)</sup> <sup>(34)</sup>. Para um sistema HAWT,  $\lambda_{optimo}$  é normalmente entre 7 e 8 para uma turbina com 3 pás <sup>(33)</sup> <sup>(34)</sup>. Para um sistema VAWT,  $\lambda_{optimo}$  é normalmente entre 3 e 5 <sup>(35)</sup>.

Paraschivoiu <sup>(2)</sup> refere que a curva característica do coeficiente de potência  $C_p$  em função de  $\lambda$  pode ser explicada considerando 3 regimes de funcionamento. Para valores de  $\lambda$  abaixo do valor de  $\lambda_{optimo}$  (onde  $C_p$  é máximo), ocorre perda nas pás. Para valores de  $\lambda$  acima do valor de  $\lambda_{optimo}$ , predominam efeitos secundários (embora não indique quais). Para valores perto de  $\lambda_{optimo}$ , existe uma zona de transição onde todos os fenómenos estão presentes mas em menor escala. A baixos  $\lambda$ , as pás não interagem suficientemente com o escoamento enquanto a altos  $\lambda$ , as pás começam a sofrer do escoamento de outras pás, como mostra a Figura 12 <sup>(35)</sup>.

Como os geradores têm melhores eficiências a velocidades mais elevadas, um  $\lambda$  mais elevado ajuda na eficiência obtida no gerador <sup>(2)</sup>. Associado a  $\lambda$  mais elevado, estão maiores valores de ruído <sup>(5)</sup>.

### 3.6 Factor de bloqueamento e número de pás

O factor de bloqueamento (do inglês *solidity*), é uma característica crucial no desenvolvimento de uma turbina e considera-se

$$\sigma = nc/r, \quad (24)$$

sendo  $n$  o número de pás,  $c$  a corda de cada pá e  $r$  o raio da turbina<sup>(36)</sup>.

Alguns resultados indicam que um menor factor de bloqueamento  $\sigma$  resulta numa maior eficiência  $C_p$  e num coeficiente de velocidade periférica óptimo  $\lambda_{optimo}$  superior<sup>(35)</sup>. Paraschivoiu<sup>(2)</sup> conclui que  $\lambda_{optimo}$  diminui com o aumento de  $\sigma$  e que o coeficiente de potência máximo  $C_{pmax}$ , para uma dada velocidade do vento  $V_\infty$ , tem um valor máximo para um dado  $\sigma$ . Estas características levaram a que, historicamente, turbinas com elevado  $\sigma$  tenham sido usadas para actividades que requerem elevado binário  $M$  a baixas velocidades  $\omega$  como para bombeamento de água. Turbinas de baixo  $\sigma$  são usadas em actividades que requerem baixo  $M$  e  $\omega$  elevado como a produção de energia eléctrica<sup>(35)</sup>. As VAWTs com  $\sigma$  inferior tendem a ter uma curva do coeficiente de potência  $C_p$  em função de  $\lambda$  com menor máximo da 2ª derivada<sup>(1)</sup> (Figura 15).

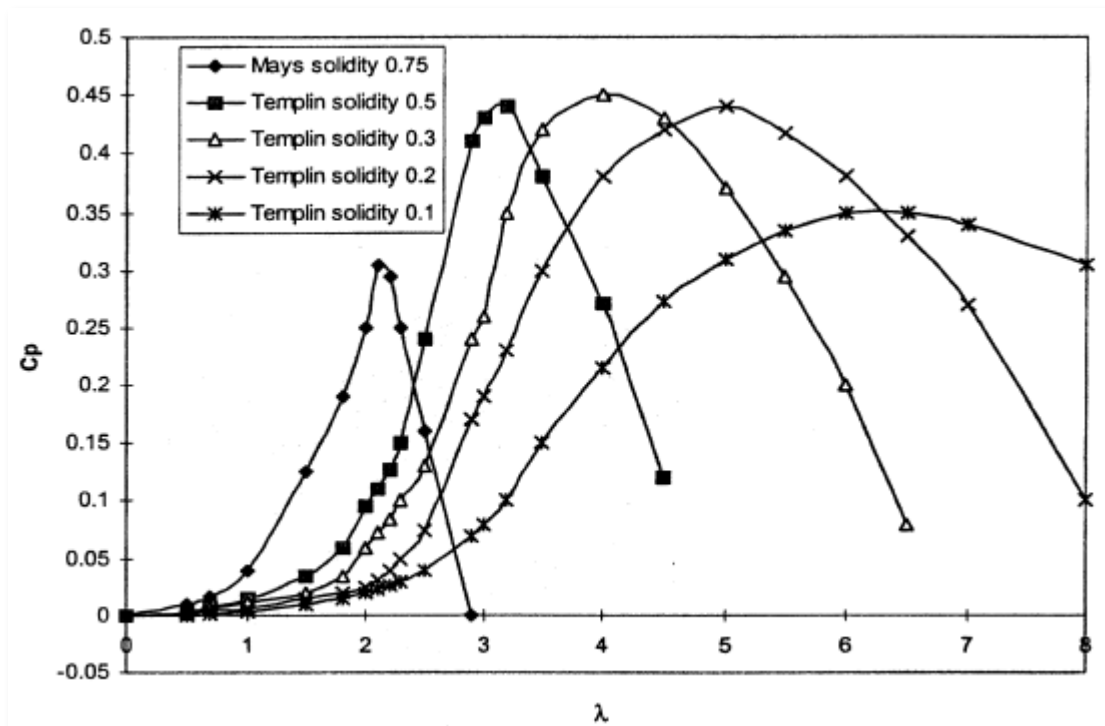


Figura 15 –  $C_p$  em função de  $\lambda$  para diferentes  $\sigma$ <sup>(1)</sup>

Howell<sup>(35)</sup> indica uma maior eficiência de VAWTs com 3 pás em relação a VAWTs com 2 pás. A escolha do número de pás  $n$  depende de um equilíbrio entre as características de funcionamento pretendidas e os custos de produção, transporte e instalação das mesmas<sup>(35)</sup>. É necessário também ter em conta que para um dado  $\sigma$ , é estruturalmente mais vantajoso ter menos pás mas de maior



corda  $c$  <sup>(2)</sup>. Em relação às características dinâmicas da VAWT, um sistema com 3 pás tem um funcionamento mais estável que um sistema com 2 pás <sup>(2)</sup>. Tal deve-se ao facto das forças aerodinâmicas nas pás terem máximos 2 vezes por volta. Assim, no caso de configurações com 2 pás, estes máximos são atingidos em fase e na mesma direcção provocando problemas de vibração ressonante (Figura 16) já anteriormente relatados em turbinas de pequenas dimensões <sup>(1)</sup>. Com três pás, o somatório das forças aplicadas é mais constante ao longo do tempo (Figura 16). O mesmo ocorre para o binário  $M$  produzido <sup>(1)</sup>. Um elevado valor do rácio corda/raio  $c/r$  está associado a efeitos mais proeminentes de perda dinâmica e circulação de escoamento <sup>(2)</sup> <sup>(1)</sup>.

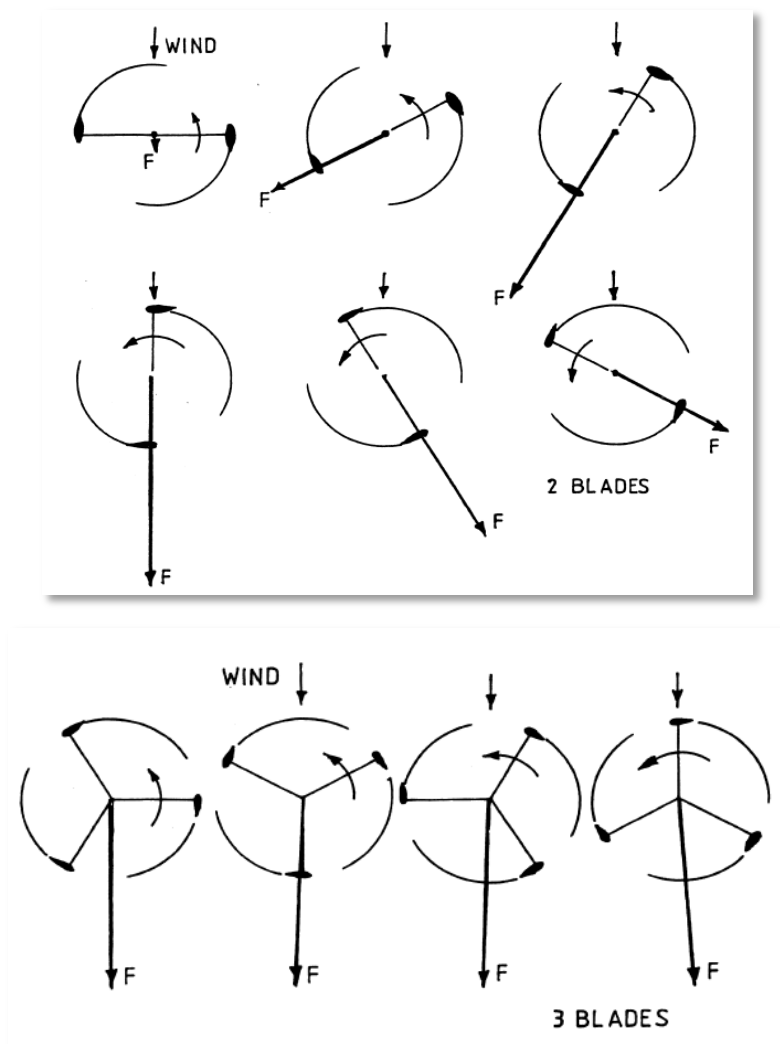


Figura 16 - Evolução do somatório das forças aerodinâmicas numa VAWT com 2 pás (em cima) e 3 pás (em baixo) <sup>(1)</sup>

### 3.7 Rugosidade

Com o nível adequado de rugosidade, é possível fazer a transição de uma camada limite laminar para turbulenta a um menor número de Reynolds  $Re$  do que ocorreria numa superfície lisa. Isto normalmente leva ao aumento da resistência de atrito. No entanto, uma camada limite turbulenta será também mais resistente à separação do escoamento da pá. Isto pode ser vantajoso nos casos em que ocorra separação em regime laminar pois diminui-se a resistência de forma (em inglês *form drag*) e, conseqüentemente, a resistência da pá é reduzida<sup>(35) (37)</sup>.

Howell<sup>(35)</sup>, indica que a rugosidade das pás tem um efeito significativo no rendimento da turbina. Existe um número de Reynolds  $Re = 30000$ , abaixo da qual a eficiência da turbina piora com uma menor rugosidade e acima da qual o contrário ocorre, como mostra a Figura 17.

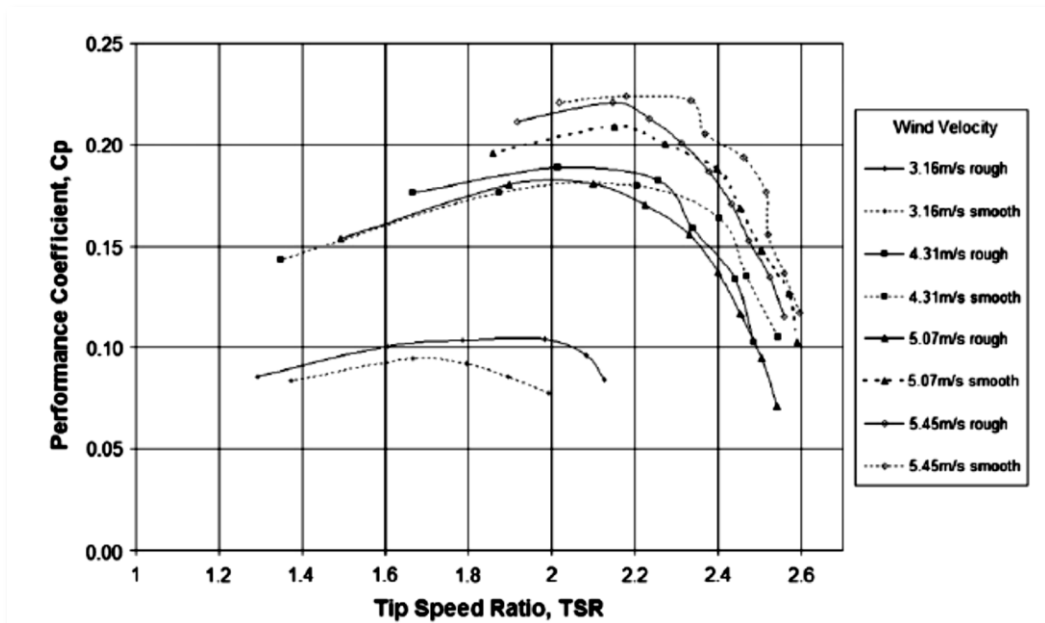


Figura 17 – Variação de  $C_p$  com pás de diferentes valores de rugosidade<sup>(35)</sup>

Estes resultados permitiram explicar as contradições entre vários casos experimentais em que a acumulação de sujidade e gelo levou a um aumento da eficiência nuns casos e a uma diminuição noutros. Tal discrepância deve-se à comparação de estudos com diferentes parâmetros como  $Re$  ou os valores de rugosidade das pás.

### 3.8 Perfis das pás

Os perfis normalmente estudados são perfis simétricos NACA 4 dígitos que foram originalmente desenvolvidos para a indústria aeronáutica. No entanto, o regime de funcionamento das VAWTs é muito diferente do da indústria aeronáutica, nomeadamente com funcionamento em regimes de perda que são assiduamente evitados na indústria aeronáutica e com números de Reynolds  $Re$  muito inferiores<sup>(2)</sup>.

Os perfis das pás a utilizar foram das áreas de maior estudo no desenvolvimento de VAWTs. Na década de 70, estudos indicaram que para a série de perfis NACA 4 dígitos, perfis com maior espessura (superior a 18%) tinham um comportamento melhor dentro das condições de funcionamento de interesse para estes sistemas<sup>(35)(1)</sup>.

No caso de VAWTs *Darrieus* com 2 pás, Paraschivoiu<sup>(2)</sup> refere que os resultados para perfis NACA0012, NACA0015 e NACA0018 são muito semelhantes. No caso de VAWTs *giromill* com regulação do ângulo de ataque das pás (*pitch control*), conclui-se que perfis com maior espessura obtêm melhores resultados<sup>(2)</sup>.

Em 1978, Kadlec indicou que havia potencial para aumentar a eficiência das VAWTs usando perfis especialmente desenvolvidos para o efeito<sup>(2)</sup>. Tais perfis deveriam ter as seguintes características:

- Valores modestos para o coeficiente de sustentação  $C_L$  máximo;
- Baixo coeficiente de resistência  $C_{D0}$ ;
- Perda acentuada;
- Grande *drag bucket*<sup>(38)</sup>.

Em 1980, de acordo com estas directivas, os laboratórios Sandia adoptaram uma família de perfis denominada NLF (*Natural Laminar Flow*). As Figura 18 e Figura 19 apresentam algumas características dos perfis desenvolvidos e a respectiva comparação com os perfis clássicos NACA00xx.

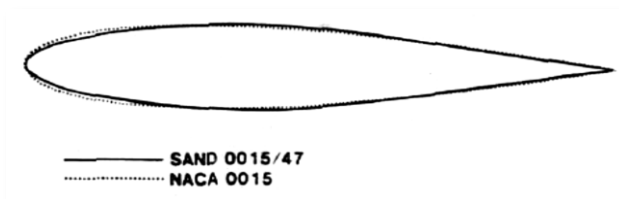


Figura 18 – Exemplo de um perfil NLF e NACA00xx<sup>(38)</sup>

Os resultados experimentais mostraram que VAWTs equipadas com perfis NLF obtinham piores resultados que os perfis NACA 4 dígitos, como mostra, por exemplo, a Figura 20. Estes resultados foram explicados pela sensibilidade dos perfis NLF à acumulação de sujidade e pelo facto da VAWT funcionar com ângulos de ataque  $\alpha$  superiores aos do *drag bucket*<sup>(2)</sup>.

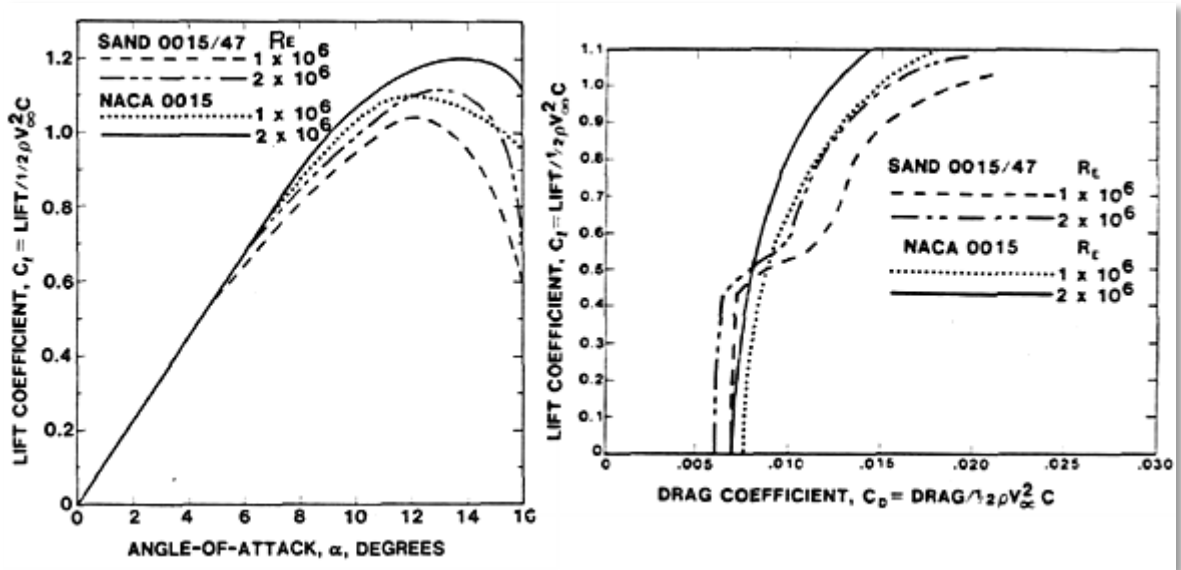


Figura 19 – Comparação do coeficiente de sustentação (esquerda) e polar (direita) para perfis NACA00xx e NLF<sup>(38)</sup>

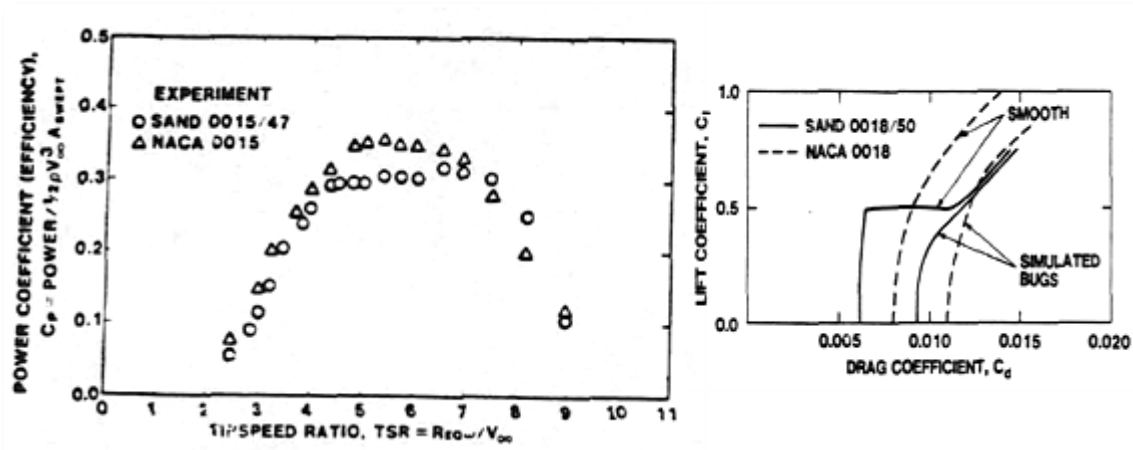


Figura 20 – Comparação de resultados experimentais numa VAWT com 5m de diâmetro a 175 rpm com perfis NACA00xx e NLF<sup>(38)</sup>

A curvatura (*camber*) do perfil usado é um parâmetro importante. Os laboratórios Sandia testaram a performance de uma VAWT tipo *Darrieus* com perfis NACA0015 e NACA1515 (1% de curvatura a meia corda). A utilização de pás com perfis com curvatura aumentou o valor de  $C_{p_{max}}$  e  $\lambda_{optimo}$  associado<sup>(2)</sup>. Tradicionalmente, usaram-se perfis simétricos em VAWTs pois como o ângulo de ataque  $\alpha$  muda de sinal a cada 180°, pensava-se que usando perfis com curvatura, quaisquer ganhos obtidos com  $\alpha$  positivo seriam muito inferiores à eficiência perdida com  $\alpha$  negativo. No entanto, resultados recentes como os obtidos por Kirke<sup>(1)</sup>, mostram o contrário.

### 3.9 Gerador

As VAWTs de grandes dimensões usam, normalmente, uma caixa de velocidades e um gerador de indução. A caixa de velocidades e o sistema de transmissão representam normalmente 50% do custo de uma VAWT de grandes dimensões. Este elevado custo tem levado à tentativa de desenvolvimento de geradores para funcionamento a baixas rotações, que permitam uma acoplagem directa à turbina, sistemas estes conhecidos como *direct drive* <sup>(2)</sup>. Note-se que existem perdas importantes com a utilização de uma caixa de velocidades que podem atingir os 6% <sup>(39)</sup>. Normalmente, os geradores necessitam de elevadas velocidades de rotação  $\omega$  para um funcionamento eficiente. Como se viu anteriormente, é possível controlar os parâmetros de funcionamento da turbina, por exemplo, através do alongamento  $AR$ . A solução para os geradores convencionais pode ser uma turbina de elevada velocidade  $\omega$  (baixo factor de bloqueamento  $\sigma$ , elevado  $AR$ ) ou uma turbina de baixa velocidade  $\omega$  acoplada a uma caixa de velocidades. No caso da turbina *Turby*<sup>®</sup> o gerador usado é do tipo ímanes permanentes *direct-drive* devido à sua simplicidade e robustez <sup>(40)</sup>.

No caso das VAWTs, a colocação do gerador no solo ou a uma altura mais reduzida permite uma maior liberdade no peso e dimensões do gerador <sup>(2)</sup>.

A escolha de um gerador está profundamente ligada ao tipo de ligação que se pretende. VAWTs podem ser ligadas a bancos de baterias e nesse caso pretende-se um gerador DC ou AC com posterior rectificação. No caso de sistemas para ligação à rede, pretende-se condições mais específicas, nomeadamente de frequência e tensão. Recentemente, o desenvolvimento da electrónica de potência tem permitido uma grande flexibilidade dos sistemas a usar <sup>(2) (21)</sup>.

### 3.10 Arranque

Uma das grandes desvantagens das VAWTs tipo *lift* é a dificuldade para o arranque automático das mesmas. No caso de VAWTs ligadas à rede eléctrica, é possível efectuar o seu arranque funcionando o gerador como motor ou usando um motor próprio para o efeito. No caso de turbinas de pequenas dimensões, a inclusão de tal característica é dispendiosa. No caso de VAWTs que não estejam ligadas à rede eléctrica esta característica torna-se uma grande desvantagem <sup>(1)</sup>. Têm sido propostas várias soluções para facilitar o arranque de VAWTs. Usualmente, as turbinas de menores dimensões incorporam elementos de turbinas do tipo *drag* como é o caso da VAWT Ropatec® ilustrada em anexo. No entanto, Kirke <sup>(1)</sup>, demonstra que a incorporação destes elementos com áreas inferiores a 10% da área frontal da VAWT, têm pouco efeito. As VAWT *Windsmile*® usam um perfil patenteado, *J-blade*® (Figura 21), que de acordo com a companhia, permite um compromisso entre VAWTs tipo *lift* e *drag*.

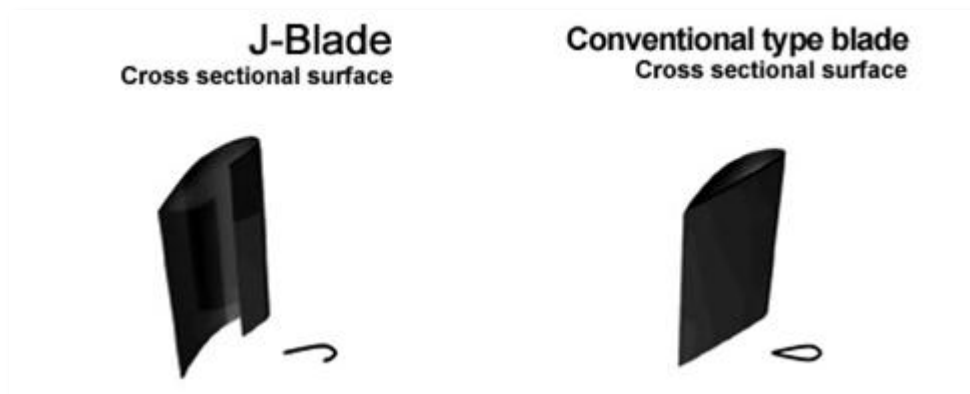


Figura 21 – Perfil *J-blade*®

Kirke <sup>(1)</sup> indica que as soluções actualmente com maior viabilidade são a utilização de pás com curvatura, pás flexíveis ou pás que permitam a variação automática do ângulo de ataque de forma passiva (*passive pitch control*). A utilização de mecanismos para o controlo activo do ângulo de ataque das pás (*active pitch control*) revela-se demasiado difícil e dispendiosa para VAWTs de pequenas dimensões <sup>(1)</sup>.

### 3.11 Outros dispositivos

A presença de uma torre central afecta o escoamento ao longo da turbina. Considerando que a esteira da turbina tem uma largura  $L$ ,

$$\Delta V_{esteira} = \frac{C_{Dp} V_{poste} D_p}{4L} \quad (25)$$

sendo  $\Delta V_{esteira}$  a variação da velocidade do escoamento na zona considerada da esteira,  $C_{Dp}$  o coeficiente de atrito do poste,  $V_{poste}$  a velocidade do escoamento no poste e  $D_p$  o diâmetro do poste <sup>(2)</sup>. White <sup>(6)</sup> indica que o valor de  $C_{Dp}$  é aproximadamente 1,2 em regime laminar e 0,3 em regime turbulento.

Embora as pás sejam as principais responsáveis pelas forças de atrito na turbina, a torre e os suportes ajudam a reduzir o coeficiente de potência máximo  $C_{Pmax}$ . Os suportes são necessários para fornecer rigidez às pás e diminuir as tensões na turbina.

A variação de  $C_p$  pode ser calculada como

$$\Delta C_p = \frac{1}{4} C_{D0} \lambda^3 \frac{S_t}{S_b}, \quad (26)$$

sendo  $C_{D0}$  o coeficiente de atrito do braço usado,  $\lambda$  o coeficiente de velocidade periférica,  $S_t$  a área varrida pela turbina e  $S_b$  a área total dos braços <sup>(2)</sup>.

Tem havido uma activa investigação no desenvolvimento de métodos para controlo da potência produzida pela turbina. No caso de HAWTs, esse controlo é feito pela actuação em quatro parâmetros: o ângulo de ataque das pás  $\alpha$  (normalmente denominado *pitch control*), a velocidade do rotor, a dimensão da turbina e as características aerodinâmicas dos perfis usados. Actualmente, as técnicas mais utilizadas referem-se ao *pitch control*, usando um controlo activo do ângulo de incidência das pás e pelo desenvolvimento de perfis <sup>(5)</sup>. Kirke <sup>(1)</sup>, apresenta um estudo exaustivo de sistemas de controlo de ângulo de ataque activos (*active pitch control*) e passivos (*passive pitch control*) e conclui que para VAWTs de pequenas dimensões, os sistemas passivos trazem grandes vantagens. Um destes resultados é apresentado na Figura 22.

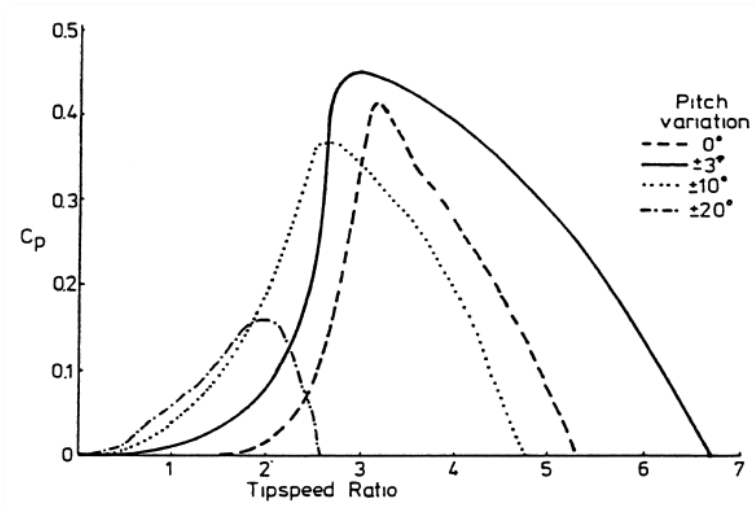


Figura 22 –  $C_p$  em função de  $\lambda$  numa VAWT com variação sinusoidal de  $\alpha$  para várias amplitudes <sup>(1)</sup>

Outra técnica é a utilização de velocidade de funcionamento variável, da qual está dependente o funcionamento do gerador. A alteração da dimensão do rotor seria uma técnica de grande utilidade permitindo o aproveitamento de ventos a baixas velocidades e a sobrevivência com ventos de grande velocidade, reduzindo as dimensões das pás.

Por fim existem técnicas de controlo activo de escoamento (*active flow control*) que já são há muito estudadas na indústria aeronáutica e que têm grande aplicabilidade em turbinas eólicas <sup>(24)</sup>.

A entrada em perda das pás pode ser alterada pela aplicação de geradores de vórtices que são pequenas alhetas que se comportam como asas finitas de cujos bordos marginais emanam vórtices. Esses vórtices promovem uma transição da camada limite de laminar a turbulento, aumentam a quantidade de movimento da mesma e atrasam, ou evitam, a entrada em perda da pá <sup>(2) (37)</sup>. Vários estudos foram efectuados nesta área mas a grande variedade de parâmetros em jogo ainda não permite uma conclusão final sobre a efectividade da utilização destes sistemas <sup>(2)</sup>. No entanto, estudos apontam para um possível aumento da produção anual da ordem dos 10% e para a diminuição da sensibilidade da turbina à acumulação de sujidade ou gelo nas pás. A colocação dos geradores de vórtices deve ser feita a 30% da corda e de ambos os lados da pá <sup>(2)</sup>.

Uma descrição exhaustiva dos métodos de controlo em desenvolvimento ou já correntemente usados em turbinas (essencialmente HAWTs) é feita por Johnson <sup>(24)</sup>.



## 4 Sistemas similares

Com base na referência (41), obtiveram-se dados de várias VAWTs comercialmente disponíveis. Estes dados foram compilados numa base de dados disponível no Anexo 1. A obtenção desta base de dados permite a avaliação de importantes parâmetros no desenvolvimento de VAWTs.

As turbinas eólicas têm normalmente presente uma indicação da produção nominal, que ocorre à velocidade nominal,  $V_{rated}$ . Esta velocidade é normalmente elevada (10-16 m/s) levando a que os valores de potência apresentados não sejam fiáveis para a estimação de produção energética de uma turbina. O método mais correcto para a estimação de produção energética passa pela apreciação da curva de potência e da distribuição da probabilidade da velocidade do vento no local da instalação. Além deste aspecto, as curvas de potência fornecidas pelos diferentes construtores não têm em conta as mesmas condições. Alguns modelos trazem medidas da energia produzida em função da velocidade média do vento. Estes resultados diferem na distribuição usada (note-se que mesmo com a mesma média, os resultados são diferentes para distribuições diferentes, especialmente tendo em conta a dependência cúbica da potência do vento  $P_{eólica}$  com a velocidade do mesmo  $V_{\infty}$ ). Assim, para uma melhor apreciação dos modelos existentes, obteve-se para cada um a produção energética estimada num local com  $V_{\infty}$  médio de 5 m/s.

A produção energética média foi convertida para potência, sendo apresentada nos resultados seguintes como 'potência média a 5m/s'. Começou-se por comparar a potência nominal com a potência média a 5m/s, como apresentado no Gráfico 7. Como se verifica, existe uma grande diferença entre a potência nominal e a energia realmente produzida pela turbina para  $\overline{V_{\infty}} = 5m/s$ .

Como se viu anteriormente, é importante que a turbina desenvolvida tenha um preço competitivo. Assim, analisou-se o preço das diferentes turbinas e concluiu-se que tal comparação é difícil pois os preços apresentados dependem das circunstâncias. Estas circunstâncias são maioritariamente a inclusão, ou não, de impostos, do custo de transporte, montagem, garantias/extras e o local.

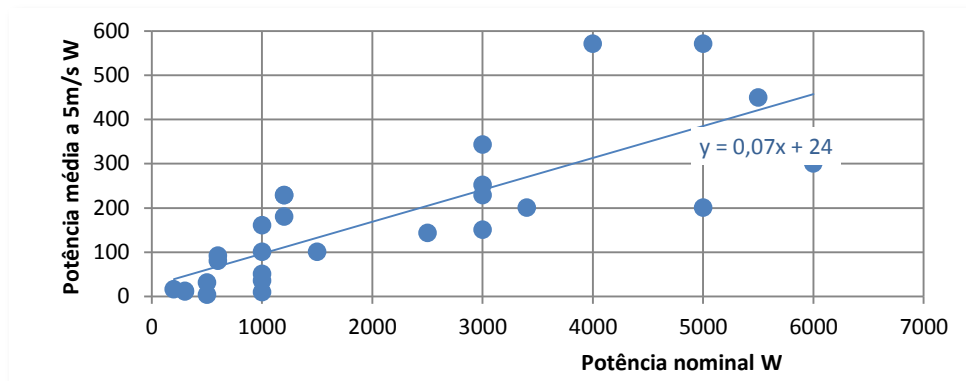


Gráfico 7 – Potência média a 5m/s vs potência nominal em VAWTs de pequena dimensão

Para se ter uma ideia da dificuldade associada a uma justa comparação de preços, veja-se o exemplo do Quadro 7, onde se comparam os custos da mesma turbina (Windspire standard 1,2kW) indicados por diferentes fornecedores.

Fornecedor	Custo
Stony Plain, Canada (centro-oeste)	6523€ – Preço no local com impostos; 767€ - Base de betão; <11500€ - Sistema completo com montagem;
Dugald, Canada (centro sul)	385€ - Autorização de engenharia; 14000€ - Instalação completa sem transporte ou impostos;
Costa Rica (América Central)	8950€ - Instalação completa com impostos.
Dublin, Irlanda	14541€ - Instalação completa com impostos.
Rennes, França (Nordoeste)	13500€ - Instalação completa sem impostos.

Quadro 7 – Variação de preços na mesma turbina

Como se pode ver a variação de preços é muito grande. As turbinas são produzidas em Michigan, nos EUA e as diferenças de preços entre países seria de esperar, tal como acontece com a maioria dos produtos. É ainda mais interessante verificar as diferenças no mesmo país.

Mesmo considerando as dificuldades em obter um custo nas mesmas condições, tentou-se obter o preço da turbina completa no local de produção (sem montagem ou transporte) em função da potência média a 5m/s como mostra o Gráfico 8.

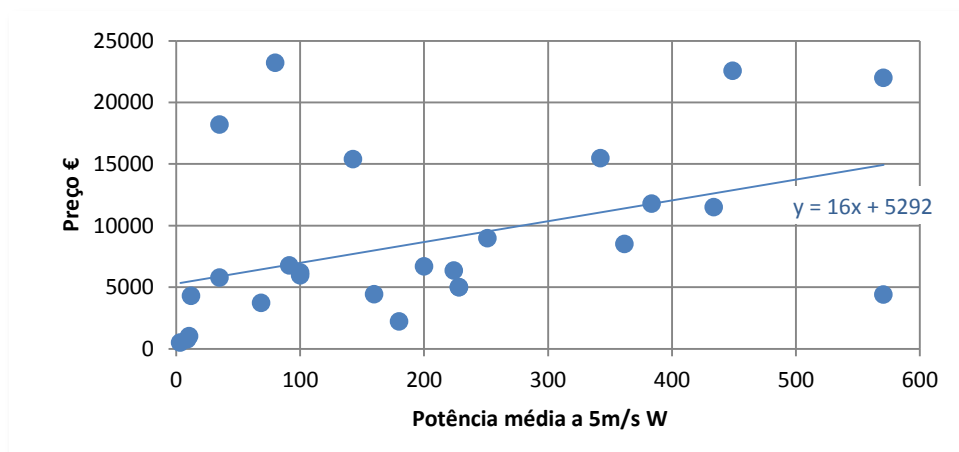


Gráfico 8 – Preço em função da potência real em VAWTs de pequena dimensão

Note-se a disparidade de preços existente. Certamente que o método de avaliação usado e a dificuldade em obter preços nas mesmas condições para todas as VAWT pesam nas diferenças encontradas mas, tal como todos os produtos, existem várias gamas de qualidade disponíveis. O facto de este mercado estar ainda em crescimento, facilita também a existência de modelos e fornecedores que dominam pequenos nichos onde a concorrência ainda não existe. De qualquer forma, obtém-se uma base de comparação, que será um guia no desenvolvimento desta turbina.

Para a situação presente, voltou-se a utilizar a base de dados de VAWTs de pequenas dimensões para se obter uma relação entre o custo da turbina e a respectiva área, apresentado no Gráfico 9.

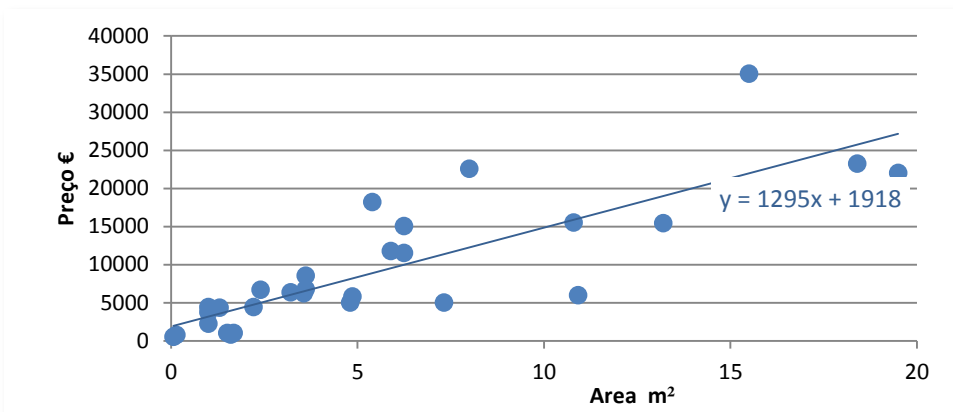


Gráfico 9 – Preço em função da área para VAWTs de pequena dimensão

A baixa abrangência de áreas consideradas não permite uma avaliação completa da evolução do preço com a área. No entanto, para VAWTs de pequenas dimensões, os custos parecem ser proporcionais à área. Note-se que os preços da base de dados não consideram os custos de transporte e instalação.

Outra comparação importante é a da potência média a 5m/s em função da área  $A$  da turbina, apresentada no Gráfico 10.

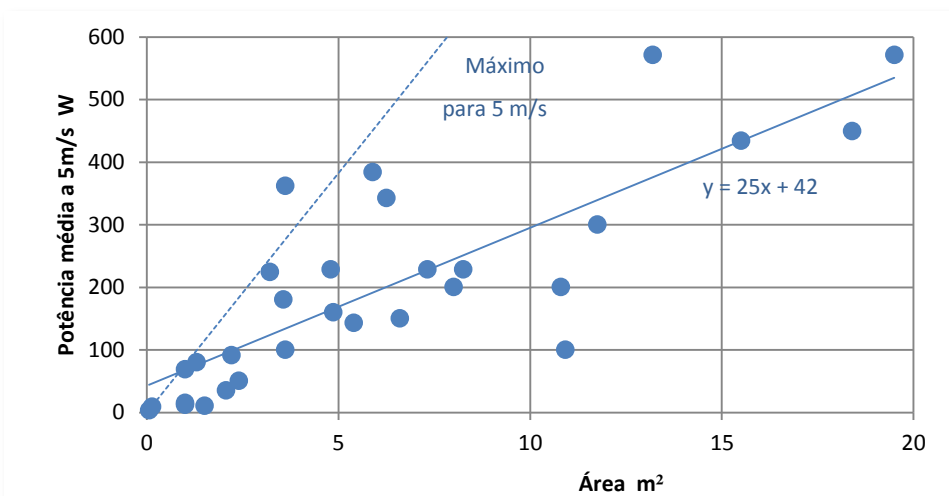


Gráfico 10 – Potência média a 5m/s em função da área  $A$  para VAWTs de pequena dimensão

Novamente, existe uma grande disparidade entre os valores recolhidos, pelas mesmas razões apresentadas anteriormente.

O Gráfico 11 apresenta a altura em função do diâmetro para as turbinas analisadas.

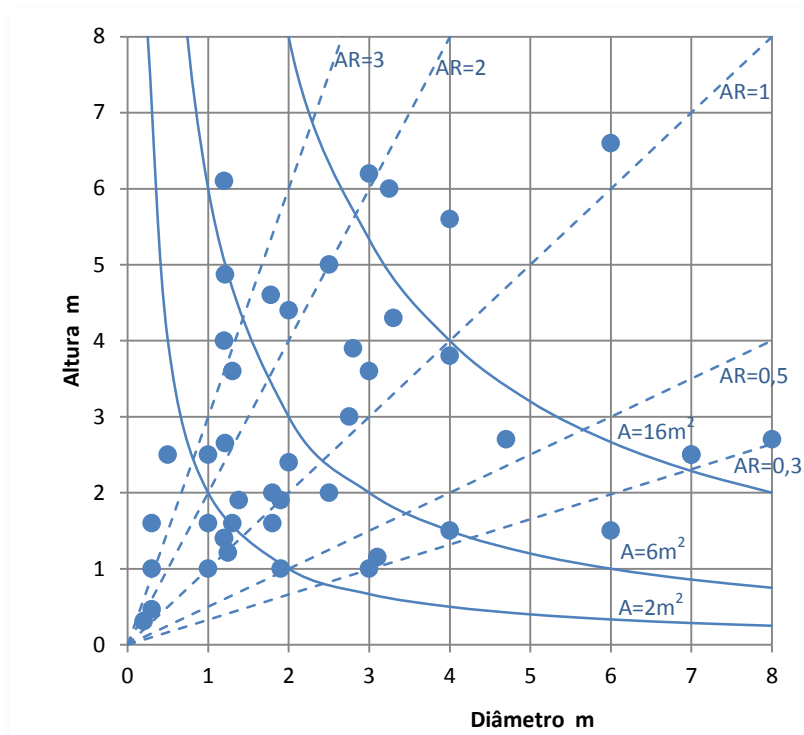


Gráfico 11 – Alongamento  $AR$  de VAWTs de pequena dimensão

O gráfico apresenta resultados para 42 turbinas, curvas de área (a cheio) e de alongamento  $AR$  (a tracejado) de acordo com o diâmetro e altura. Embora as VAWTs com  $AR > 1$  sejam cerca de dois terços do total, existem muitos exemplares com baixo  $AR$ . Esta disparidade tem a ver, essencialmente, com o tipo de gerador, como se viu anteriormente.

Das VAWTs de pequenas dimensões analisadas, a maioria apresenta um gerador *direct drive* de ímanes permanentes. A maioria é produzida pelos próprios fabricantes. Há, no entanto, geradores deste género, especialmente desenvolvidos para turbinas eólicas já disponíveis no mercado.

O número de pás varia entre 3 a 5, sendo 5 o valor mais comum. Não estão disponíveis informações sobre parâmetros como o factor de bloqueamento ou os tipos de perfis usados.

Os dados recolhidos permitem uma rápida avaliação de vários parâmetros. Por exemplo, uma turbina com 1 a 5  $m^2$  deverá ter uma potência média de 70 a 170 W para  $\overline{V_\infty} = 5m/s$ . O preço deverá ser entre 6000 a 8000€.

## 5 Análise aerodinâmica

### 5.1 Estado da arte

Os modelos aerodinâmicos são essenciais para a dedução de parâmetros ótimos de funcionamento e para a previsão da eficiência da turbina antes da sua produção. Actualmente, não existe um procedimento teórico completo para o desenvolvimento de uma turbina eólica, residindo grande parte do desenvolvimento na obtenção de resultados de várias configurações por cálculo numérico<sup>(17)</sup>. Vários modelos foram desenvolvidos para VAWTs, sendo os mais usados actualmente o *double/multiple streamtube model*, o *vortex model* e o *cascade model*<sup>(3)</sup>. As principais componentes destes modelos, por habitual ordem de desenvolvimento, são

- Cálculo da velocidade  $V_p$  em função da posição  $\theta$  de acordo com o coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$ , raio da turbina  $r$  e velocidade de escoamento livre  $V_\infty$ ;
- Cálculo das forças aerodinâmicas na pá;
- Cálculo da velocidade induzida  $V_i$  (velocidade do escoamento no interior da turbina, diferente da velocidade do escoamento livre  $V_\infty$  devido à influência da turbina sobre o escoamento);
- Modelos para a representação de efeitos tridimensionais, principalmente *end/tip losses*;
- Modelos para o cálculo das forças aerodinâmicas na pá considerando perda dinâmica<sup>(3)</sup>.

#### 5.1.1 Modelos *momentum*

Os modelos *momentum* baseiam-se no cálculo da velocidade induzida  $V_i$  pela variação do momento linear do escoamento livre. Estes modelos tornam-se inválidos para valores elevados do coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$  ou factor de bloqueamento  $\sigma$ <sup>(3)(2)</sup>.

Em 1974, Templin propôs o modelo *single streamtube* que foi o primeiro e mais simples modelo de previsão para o cálculo do comportamento de uma VAWT. Paraschivoiu<sup>(2)</sup>, adverte que o modelo deve ser evitado para turbinas com  $\sigma > 0,2$ . Abaixo desse valor, os resultados obtidos são comparáveis com resultados experimentais.

Em 1975, Strickland altera o modelo *single streamtube* e apresenta o *multiple streamtube*. Computacionalmente mais pesado, o código desenvolvido para o seu cálculo (DART) tem resultados semelhantes ao *single streamtube* mas com a grande vantagem de permitir uma análise das velocidades para cada zona da turbina (ou seja, para cada *streamtube*). Desta forma, Paraschivoiu <sup>(2)</sup>, aconselha a sua utilização para estimativas preliminares da distribuição de forças na turbina para cálculos estruturais nas mesmas condições do *single streamtube*, ou seja, evitando  $\sigma > 0,2$ . A turbina Turby® foi inicialmente desenvolvida usando este modelo <sup>(40)</sup>.

Note-se que ambos os modelos anteriores baseiam-se na interpolação de curvas do coeficiente de sustentação  $C_L$  e de resistência  $C_D$  para o perfil escolhido. Assim, estes modelos não têm em conta perda dinâmica e estão sujeitos ao erro e à disponibilidade das curvas existentes para cada tipo de perfil. Kirke <sup>(1)</sup>, conclui que existe muita pouca informação relativamente a curvas para perfis em condições usuais em VAWTs. Tal ocorre pois normalmente, na indústria, os resultados de perfis são necessários para elevados números de Reynolds  $Re$  e para ângulos de ataque  $\alpha$  inferiores à ocorrência de perda. Mesmo a pouca informação existente é muitas vezes extrapolada e os resultados são muito diferentes entre as diferentes fontes, como mostra a Figura 23. A inexistência deste tipo de informação tem sido um grande entrave ao desenvolvimento de VAWTs <sup>(2) (1)</sup>.

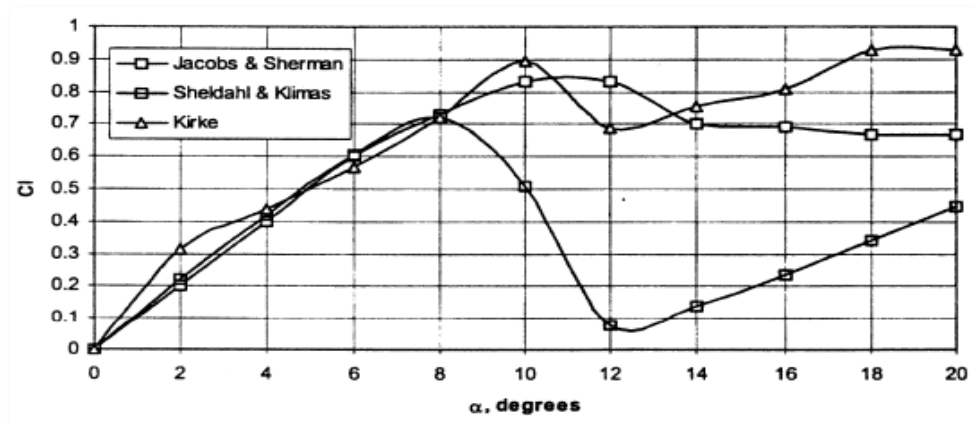


Figura 23 –  $C_L$  para o perfil NACA0015 a  $Re=80000$ , de acordo com várias fontes <sup>(1)</sup>

O código DART faz a interpolação considerando um número de Reynolds  $Re$  médio para o regime da turbina no entanto  $Re$  varia para cada pá durante a rotação da turbina <sup>(2)</sup>.

Outro factor importante é o facto de uma pá descrevendo uma trajectória curva ter um comportamento diferente de uma pá em escoamento linear. Neste caso, a pá tende a comportar-se como uma pá semelhante mas com curvatura diferente, fenómeno que se denomina *virtual camber* (Figura 24). Por exemplo, uma asa com perfil NACA0015 numa dada trajectória curva poderá comportar-se como um perfil NACA2415 numa trajectória recta. Aumentando o rácio da corda com o raio  $c/r$ , a asa pode comportar-se como um perfil NACA4415 <sup>(1)</sup>.

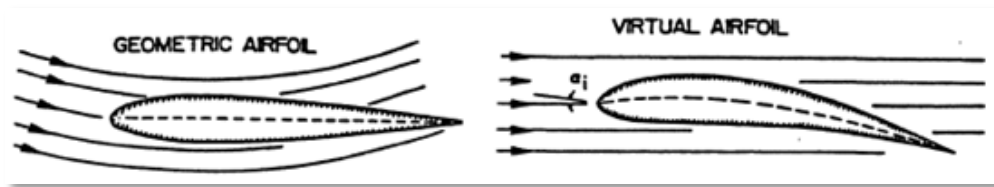


Figura 24 – Efeito de *virtual camber* <sup>(1)</sup>

### 5.1.2 Modelos *vortex*

Outra classe de modelos, baseia-se nas equações de vorticidade. Existem várias possibilidades para a implementação destes modelos. Em 1980, Strickland apresentou um modelo e o código para o seu cálculo (VDART – *Vortex method for the DARrieus Turbine*), mais tarde adaptado por Oler e Browlee que desenvolveram o VDART-TURBO, conseguindo reduzir substancialmente o tempo de computação mas com maiores limitações <sup>(2)</sup>.

Estes modelos, tal como os anteriores, não têm em conta efeitos de perda dinâmica <sup>(2)</sup>.

### 5.1.3 Modelos com perda dinâmica

Vários modelos foram propostos para a modelação de perda dinâmica a partir de perda estática. Paraschivoiu <sup>(2)</sup>, faz uma descrição de vários modelos possíveis e conclui que existem modelos com boas características para aplicação na previsão de funcionamento de VAWTs. Ashwill <sup>(39)</sup>, também refere as vantagens de incorporação de modelos de perda dinâmica em modelos *momentum*.

### 5.1.4 CFD – *Computational Fluid Dynamics*

Um dos fenómenos mais importantes nas VAWT é a perda dinâmica. Os modelos usados actualmente para a previsão do funcionamento de VAWTs tendo em conta este fenómeno baseiam-se essencialmente em modelos semi-empíricos dada a complexidade dos modelos teóricos <sup>(2)</sup>. Aplicando estes modelos em programas de cálculo numérico, obtêm-se resultados similares a resultados experimentais mas à custa de um grande peso computacional. Paraschivoiu <sup>(2)</sup>, adverte ainda para a necessidade de se ter em conta vários parâmetros como a malha usada ou os critérios de convergência.

O modelo  $k\omega$  é um modelo de turbulência que inclui 2 equações para a representação das propriedades turbulentas do escoamento. A primeira variável transportada é a energia cinética turbulenta  $k$ . A segunda é a dissipação específica  $\omega$ .  $\omega$  é a variável que define a escala da turbulência enquanto que a variável  $k$  define a energia da mesma.

No escoamento livre, o modelo  $k\omega$  é bastante sensível às condições inseridas. Este problema foi melhorado pela apresentação, mais tarde, do modelo  $k\omega$  SST que tem recebido mérito pelo seu

correcto funcionamento em regimes com gradientes de pressão adversos e separação do escoamento.

As simulações bidimensionais têm várias limitações. Uma destas limitações é a representação de elementos como braços ou postes. No entanto, Robert <sup>(35)</sup>, conclui que o atrito nos braços é bastante pequeno e pode ser facilmente calculado pela integração, ao longo do braço, do coeficiente de atrito de uma secção elementar de acordo com a velocidade relativa local.

A simulação CFD tridimensional de turbinas eólicas é computacionalmente muito mais pesada que a 2D, exigindo, no mínimo, 30 vezes maior capacidade computacional <sup>(36)</sup>. A escolha dos modelos a usar é da maior importância, condicionando o tempo de cálculo necessário e a qualidade dos resultados obtidos. Outras técnicas para diminuir o tempo de cálculo são a utilização de planos de simetria paralelos ao escoamento incidente e perpendiculares ao eixo de rotação da turbina. São também utilizadas discretizações de primeira ordem até se atingir uma solução periódica (normalmente após 3 ou 4 voltas) e depois discretizações de segunda ordem <sup>(35)</sup>.

A utilização do modelo kw SST para uma VAWT *giromill* foi estudada recentemente por Wang <sup>(29)</sup>, concluindo que a sua utilização apresenta bons resultados, próximos dos experimentais. Wang <sup>(29)</sup>, apresenta ainda uma revisão bibliográfica onde conclui que o modelo kw SST, *transitional* deve ser preferido, para a simulação de VAWTs *giromill*, aos modelos ke, Spalart-Allmaras ou Baldwin-Lomax.

Robert <sup>(35)</sup>, indica que o modelo  $k - \varepsilon$  standard tem resultados poucos precisos e apresenta comparações para o modelo  $k - \varepsilon$  RNG para 2D e 3D como mostra o Gráfico 12.

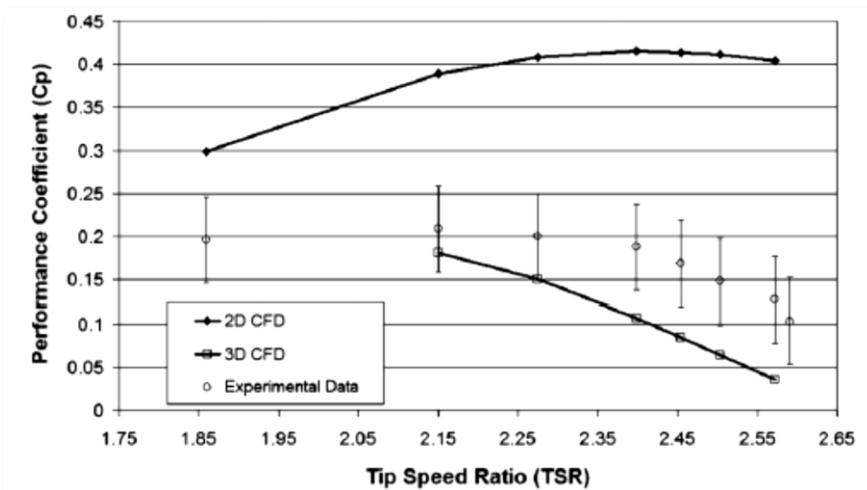


Gráfico 12 – Comparação de resultados para o modelo ke RNG <sup>(35)</sup>

Conclui-se que a simulação 3D teve razoável sucesso em termos de valores e forma da curva apresentada, o que parece apresentar uma modelação correcta do comportamento físico destes sistemas. Conclui-se também que os resultados divergem com o aumento do coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$ , o que é inesperado pois com altos valores de  $\lambda$  ocorre uma diminuição do ângulo de ataque  $\alpha$  tornando o escoamento mais adaptado ao modelo usado.



## 5.2 Análise efectuada

### 5.2.1 Modelo momentum

Após uma primeira análise da configuração geral da turbina, procedeu-se ao desenvolvimento de um modelo em *Matlab*<sup>®</sup>.

Seguindo o mesmo raciocínio apresentado no capítulo de introdução aos sistemas VAWT, calculou-se para cada ponto o escoamento na pá  $V_p$ . A partir de  $V_p$ , obtém-se o número de Reynolds  $Re$  e o ângulo de ataque  $\alpha$ . Com esses parâmetros, faz-se a interpolação dos valores do coeficiente de sustentação  $C_L$  e do coeficiente de resistência  $C_D$ . Calculam-se os coeficientes de força normal  $C_{Fn}$  e tangencial  $C_{Ft}$  em cada ponto. Por fim, calcula-se a média do coeficiente de força tangencial  $\overline{C_{Ft}}$  e aplica-se a fórmula de cálculo do coeficiente de potência  $C_p$ . Para o caso de múltiplas pás, segue-se o mesmo procedimento mas considerando um desfasamento na posição das pás de  $2\pi/n$  sendo  $n$  o número de pás.

As curvas do coeficiente de sustentação  $C_L$  e de resistência  $C_D$  foram retiradas dos resultados de Sheldahl<sup>(42)</sup> e apresentam-se no Gráfico 13 e Gráfico 14.

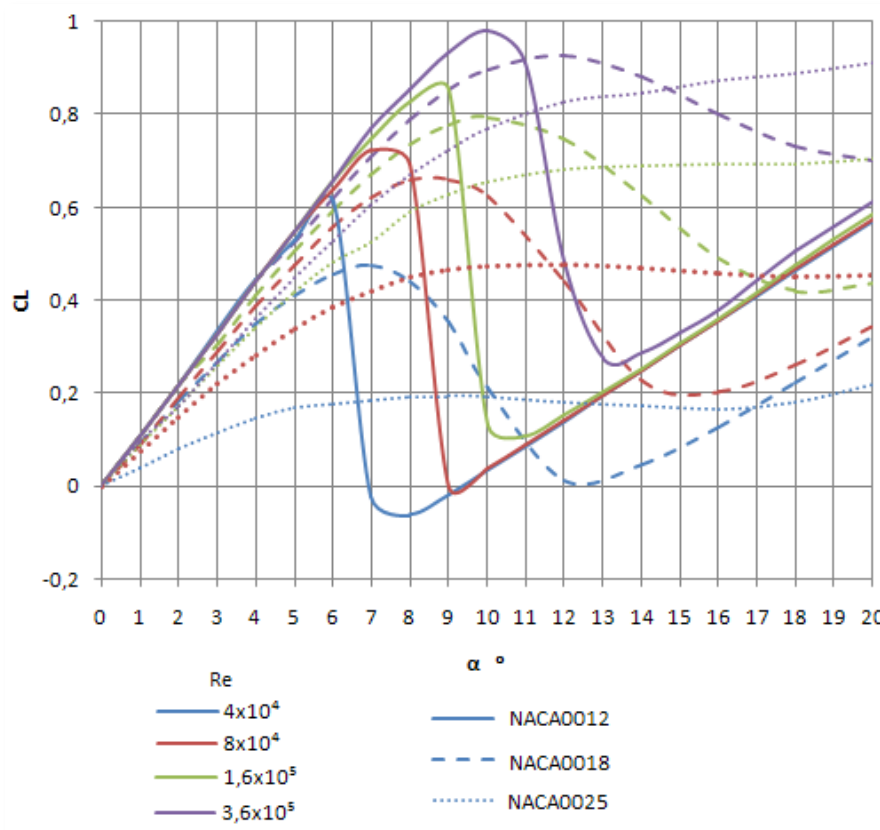


Gráfico 13 -  $C_L$  em função de  $Re$  e  $\alpha$  (até 20°) para vários perfis<sup>(42)</sup>

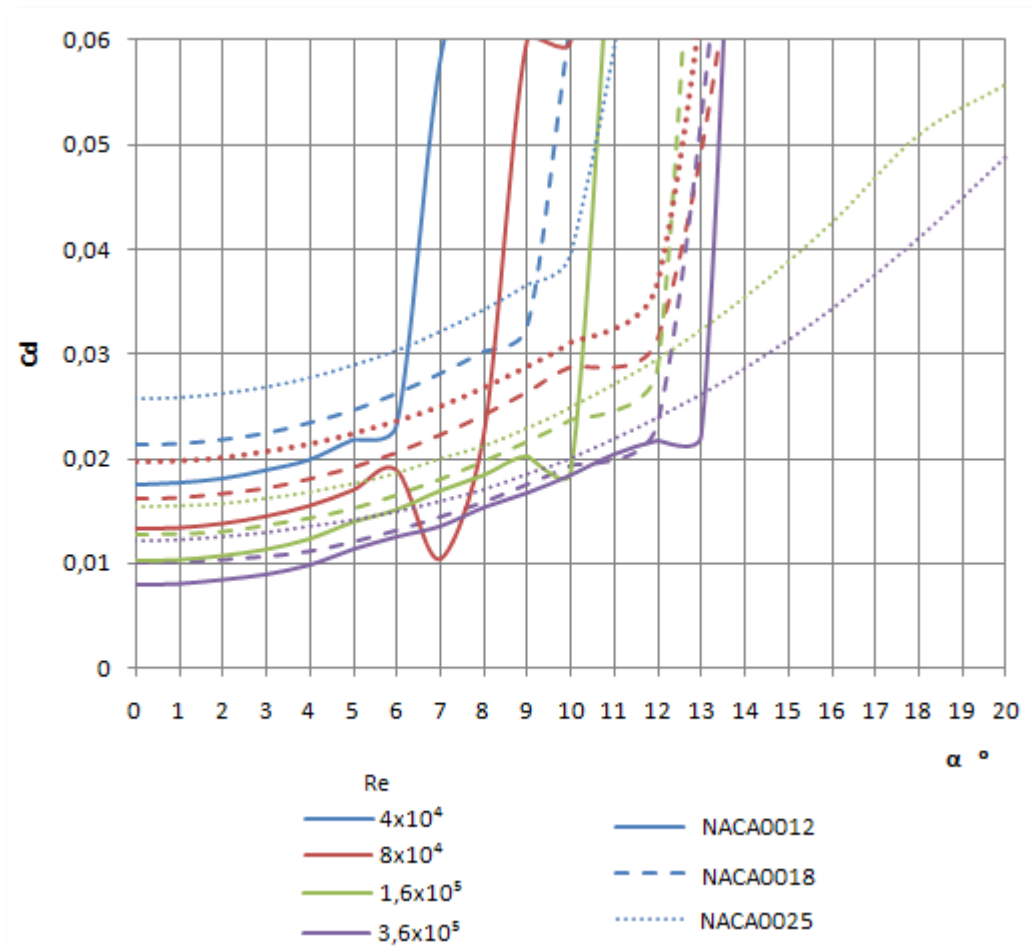


Gráfico 14 –  $C_D$  em função de  $Re$  e  $\alpha$  (até  $20^\circ$ ) para vários perfis <sup>(42)</sup>

Este modelo, usado inicialmente, é diferente do modelo *single streamtube* apresentado por Templin porque não considera qualquer ação sobre o escoamento. Esta limitação levou a que o modelo desenvolvido não tivesse aplicação no cálculo de curvas de potência mas foi muito útil na compreensão de vários aspectos relacionados com o funcionamento de VAWTs. Um dos aspectos mais proeminentes do seu uso é a obtenção de numerosos gráficos e figuras para este trabalho.

### 5.2.2 Modelo linear

Além do modelo desenvolvido em *Matlab*<sup>®</sup>, tentou-se desenvolver outros modelos simples que permitissem a obtenção de resultados, mesmo que medíocres, de uma forma expedita. Um dos desenvolvimentos mais interessantes é aqui apresentado.

Como se viu anteriormente, para valores de coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$  acima de um certo valor, o ângulo de ataque das pás  $\alpha$  é relativamente baixo. Neste segmento de valores de  $\alpha$  relativamente baixos, os coeficientes de sustentação  $C_L$  e de resistência  $C_D$  têm uma relação aproximadamente linear com  $\alpha$ . Como se pode ver no Gráfico 13, o perfil NACA0012 tem um

comportamento linear até, aproximadamente aos 6° para um número de Reynolds  $Re = 4 \times 10^4$  e 10° para  $Re = 3,6 \times 10^5$ . Sabendo que na indústria aeronáutica esta relação linear é muitas vezes utilizada para a obtenção de modelos simples de previsão, pensou-se em fazer o paralelismo para uma VAWT, tendo-se desenvolvido o seguinte modelo.

$$P_{turbina} = r\omega n \overline{F}_t \quad (27)$$

$$C_P = \frac{r\omega n \overline{F}_t}{\frac{1}{2} \rho A V_\infty^3} \quad (28)$$

$$\overline{F}_t = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} F_t d\theta \quad (29)$$

$$C_P = \frac{r\omega n}{\frac{1}{2} \rho A V_\infty^3} \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} (L \sin(\alpha) - D \cos(\alpha)) d\theta \quad (30)$$

Trabalhando em termos de coeficientes,

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2} \rho c V_p^2}, \quad (31)$$

$$C_D = \frac{D}{\frac{1}{2} \rho c V_p^2}, \quad (32)$$

$$C_D = C_{D0} + C_{D\alpha} \alpha, \quad (33)$$

$$C_L = C_{L\alpha} \alpha. \quad (34)$$

Obtém-se

$$C_P = \frac{r\omega n c}{A V_\infty} \frac{1}{2\pi} (C_{L\alpha} \Psi_1 - C_{D\alpha} \Psi_2 - C_{D0} \Psi_3), \quad (35)$$

sendo

$$\Psi_1 = \int_0^{2\pi} \operatorname{tg}^{-1} \left( \frac{\sin(\theta)}{\cos(\theta) + \lambda} \right) \sin \left( \operatorname{tg}^{-1} \left( \frac{\sin(\theta)}{\cos(\theta) + \lambda} \right) \right) (\lambda^2 + 2\lambda \cos(\theta) + 1) d\theta, \quad (36)$$

$$\Psi_2 = \int_0^{2\pi} \operatorname{tg}^{-1} \left( \frac{\sin(\theta)}{\cos(\theta) + \lambda} \right) \cos \left( \operatorname{tg}^{-1} \left( \frac{\sin(\theta)}{\cos(\theta) + \lambda} \right) \right) (\lambda^2 + 2\lambda \cos(\theta) + 1) d\theta, \quad (37)$$

$$\Psi_3 = \int_0^{2\pi} \cos \left( \operatorname{tg}^{-1} \left( \frac{\sin(\theta)}{\cos(\theta) + \lambda} \right) \right) (\lambda^2 + 2\lambda \cos(\theta) + 1) d\theta. \quad (38)$$

Os integrais foram calculados usando uma calculadora gráfica Ti-89 para vários valores de  $\lambda$ . Com os resultados dos integrais, o coeficiente de potência é dado pela fórmula seguinte,

$$C_p = \frac{nc\lambda}{A} (1,44C_{L\alpha} - (\pi\lambda + \pi)C_{D\alpha} - (\lambda^2 + 2\lambda + 1)C_{D0}) \quad (39)$$

Em conclusão, este modelo é relativamente simples de implementar, bastando saber para a condição de cálculo que se pretende ( $Re$ ) quais as características de  $C_{L\alpha}$ ,  $C_{D\alpha}$  e  $C_{D0}$  dos perfis usados. O modelo não tem em conta a interferência dos diferentes elementos entre si nem características dinâmicas pois os parâmetros de aerodinâmica das pás são obtidos através de curvas estáticas. Outra característica da maior importância é a utilização da relação linear de  $C_L$  e  $C_D$  com  $\alpha$ . Tomando como exemplo o perfil NACA0012, a partir do Gráfico 13 e do Gráfico 14 compreende-se que esta relação só permaneça válida até  $\alpha \approx 6^\circ$  para  $Re = 4 \times 10^4$  ou  $\alpha \approx 10^\circ$  para  $Re = 3,6 \times 10^5$ . De acordo com o Quadro 5, isto corresponde a  $\lambda > 9,5$  para  $Re = 4 \times 10^4$  e  $\lambda > 5,5$  para  $Re = 3,6 \times 10^5$ . Estas limitações põem em causa a utilização deste modelo principalmente para VAWTs com pás com corda  $c$  reduzida e com baixos  $\lambda$  de funcionamento. No entanto, dada a simplicidade do mesmo, fez-se aqui a sua apresentação. Incluindo elementos que permitam uma avaliação do efeito da turbina sobre o escoamento, por exemplo, através de cálculos de momento como acontece com o *streamtube model*, pode haver a possibilidade de desenvolvimento de um modelo expedito e com bons resultados.

### 5.2.3 CFD – *Computational Fluid Dynamics*

Após a compreensão inicial dos mecanismos de funcionamento básicos de VAWTs, iniciou-se a simulação 2D para várias configurações em CFD. Pretendia-se fazer a simulação de várias configurações que permitissem estudar vários parâmetros como os perfis usados, o número de pás e o factor de bloqueamento. Pretendeu-se também simular configurações que seriam idênticas às que seriam testadas no protótipo construído para o efeito. Como se verá mais à frente, o protótipo construído é de pequenas dimensões para reduzir os custos e facilitar a sua montagem e teste. Assim definiu-se um raio  $r$  da turbina de 0,5m. As dimensões das pás estavam limitadas pelo processo de construção usado e pela necessidade de redução de custos e tempo de execução pelo que optou-se por definir a corda das pás  $c$  de 5 ou 10 cm. O número de pás  $n$  varia entre 2 e 5 dados ser esta a gama de valores mais comum na indústria. Usaram-se os perfis NACA0012 e NACA0018 pela disponibilidade de informação existente e pela recomendação de investigadores do IST. A lista de configurações simulada é apresentada no Quadro 8. Para cada configuração, obteve-se o binário  $M$  e as forças no eixo paralelo ao escoamento  $F_x$  e no eixo perpendicular ao escoamento  $F_y$ .

Optou-se pela utilização do modelo kw SST, *transitional* devido aos bons resultados obtidos anteriormente por investigadores do IST e por Wang<sup>(29)</sup>.

O modelo foi implementado usando o programa *Fluent*<sup>®</sup>. As malhas foram obtidas com o programa *Gambit*<sup>®</sup>. As malhas foram desenvolvidas tendo em conta vários parâmetros para assegurar a sua qualidade usando um baixo *equiangle skew*, baixas variações de tamanho de células adjacentes (*smoothness*) e baixo alongamento das células. Junto às superfícies das pás e do poste central, implementou-se uma camada fina de células de forma a reproduzir eficientemente as condições de parede. Nas outras regiões usou-se uma malha mais aberta de forma a diminuir os tempos de cálculo necessários. A Figura 25 e a Figura 26 apresentam as características das malhas usadas. Todos os cálculos foram efectuados usando um computador portátil pessoal. O tempo dispendido para o cálculo e preparação de todas as condições testadas foi superior a 6 meses. No Anexo 3 apresentam-se as condições de malha utilizadas e os tempos de cálculo para cada configuração simulada.

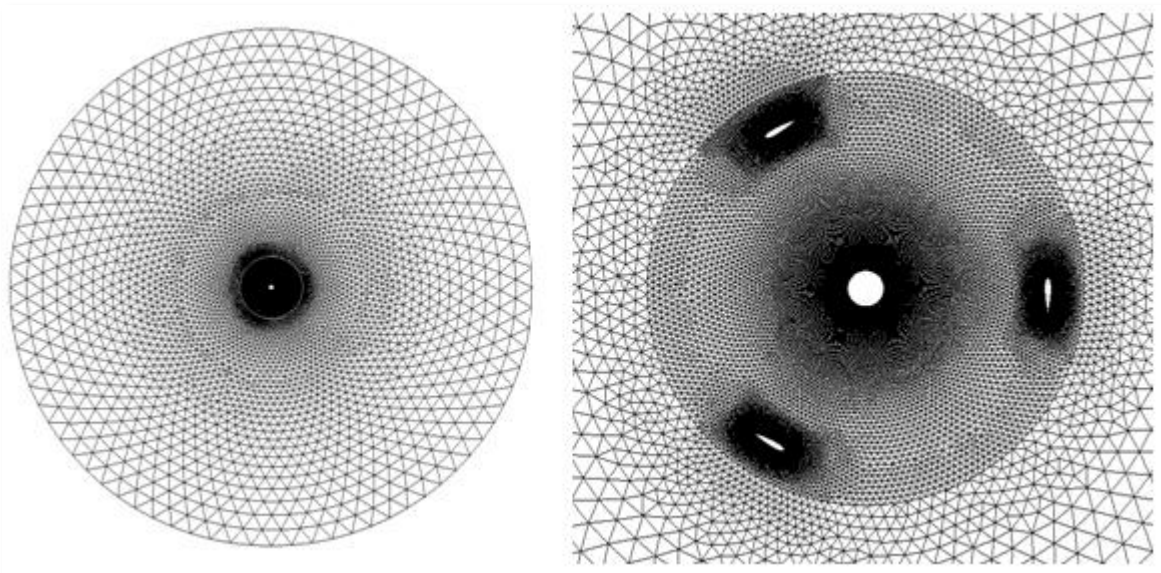


Figura 25 – Malha usada para CFD (esquerda) e detalhe da zona central para a configuração 5 (direita)

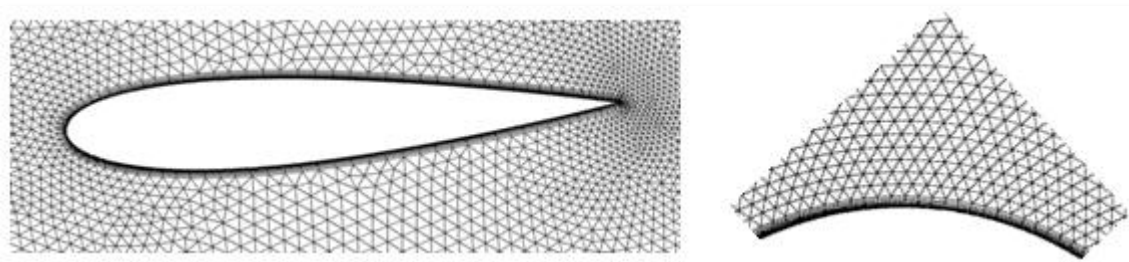


Figura 26 – Detalhe da malha em torno dos perfis para a configuração 5 (esquerda) e em torno do poste central (direita)

Iniciou-se os cálculos para uma velocidade do vento  $V_{\infty} = 5m/s$  a um coeficiente de velocidade periférica  $\lambda = 5$ . A partir desse ponto, em geral, foi-se alterando  $\lambda$  em 1 até o coeficiente de potência  $C_p$  atingir aproximadamente 0. De seguida refinaram-se as condições para os valores

máximos de  $C_p$ . Como se verá adiante, após os resultados experimentais, foram ainda obtidas novas condições, principalmente a  $\lambda$  mais baixos. De seguida obtiveram-se os mesmos resultados para valores de  $V_\infty$  diferentes. Geralmente os resultados obtidos para outros  $V_\infty$ , diferentes de 5 m/s, foram de 8m/s e 11 m/s. Em alguns casos apenas se obtiveram resultados para  $\lambda$  correspondente ao  $C_{p_{\max}}$  para  $V_\infty = 5m/s$ . Os resultados obtidos são apresentados no anexo 3. Na Figura 27 e Figura 28 apresenta-se a evolução de resultados em CFD para a magnitude da velocidade do escoamento para a configuração 5 com  $V_\infty = 4m/s$ ,  $\lambda = 4$ .

Para cada condição foi calculado um tempo suficiente para que a turbina realizasse 4 rotações. Os resultados eram obtidos a partir da quarta rotação. Tal é necessário pois os cálculos iniciam-se com uma condição inicial diferente do sistema estabilizado. Assim é necessário deixar correr um tempo de cálculo suficiente para que os transientes iniciais ocorram e os resultados estabilizem.

Os resultados obtidos apontam para uma correcta simulação dos fenómenos físicos. Ocorre a formação alternada de vórtices a jusante do poste central. Existe também, como esperado, um défice da velocidade do escoamento  $V_\infty$  no interior e a jusante da turbina. Note-se que a jusante do poste para  $-45^\circ < \theta < 45^\circ$ ,  $V_\infty < 2m/s$  afectando o desempenho das pás ao percorrerem essa região. Assim se entende a importância do desenvolvimento de modelos teóricos com balanços de momento.

No Gráfico 15 apresenta-se a evolução do binário produzido pela turbina em função do número de rotações efectuadas. O mesmo resultado é apresentado com um atraso de uma rotação (a laranja) para mais facilmente se observar a periodicidade dos resultados obtidos.

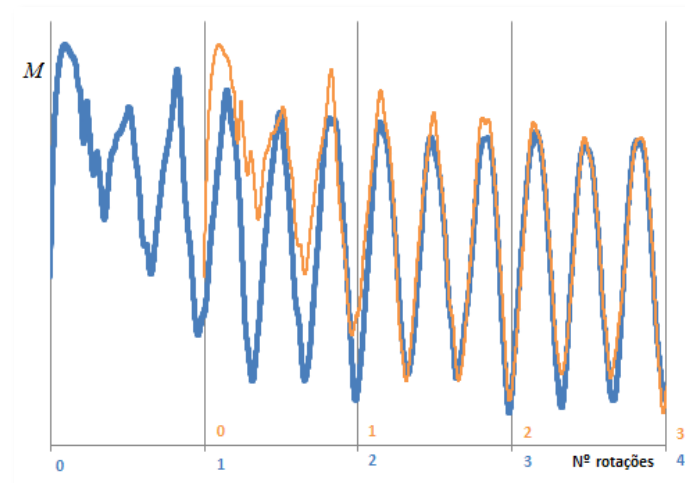


Gráfico 15 – Evolução dos resultados ao longo das rotações da turbina

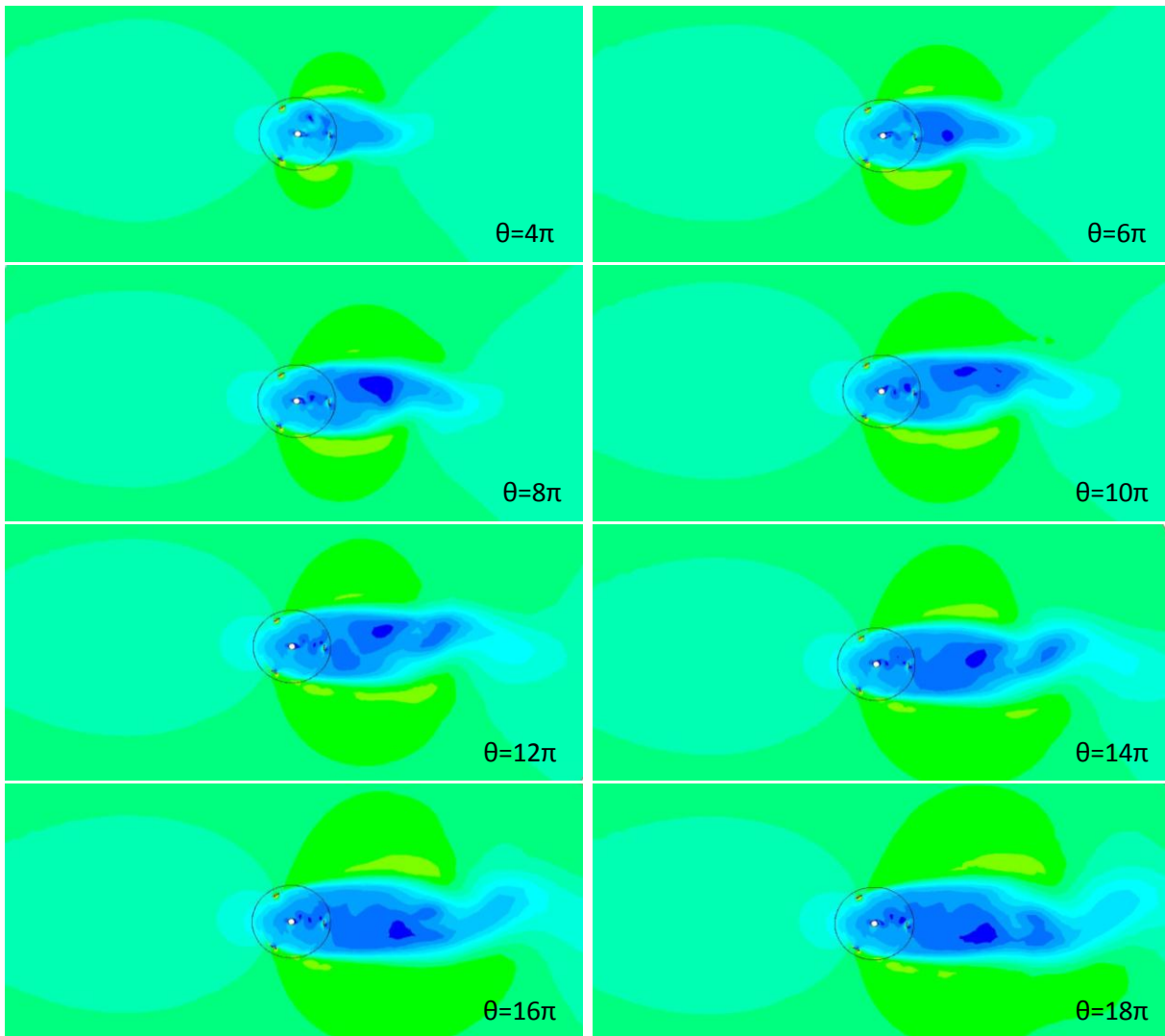
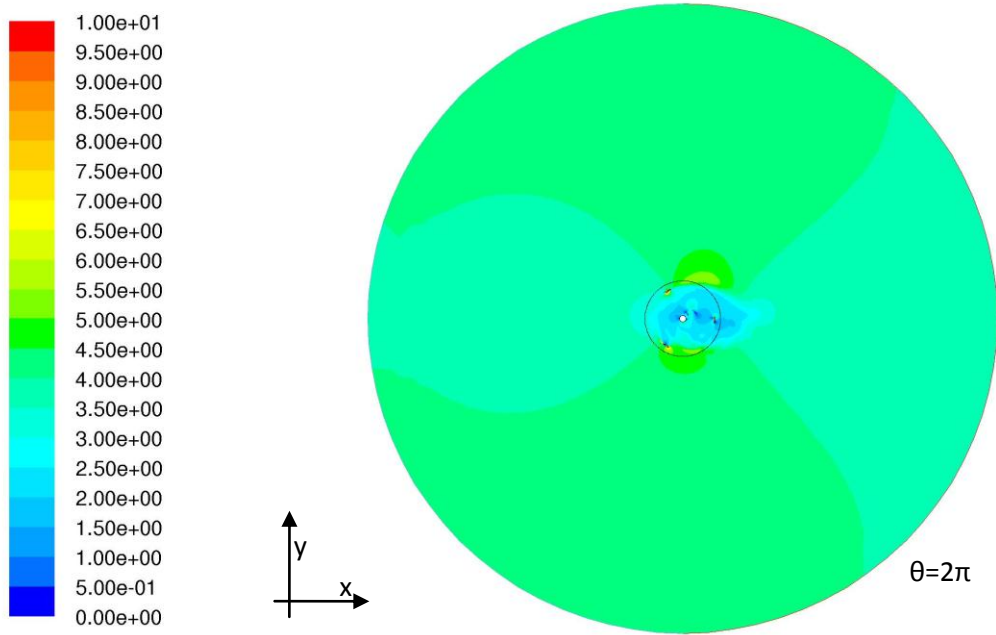


Figura 27 – Magnitude da velocidade do escoamento para a configuração 5,  $V_\infty=4\text{m/s}$ ,  $\lambda=4$



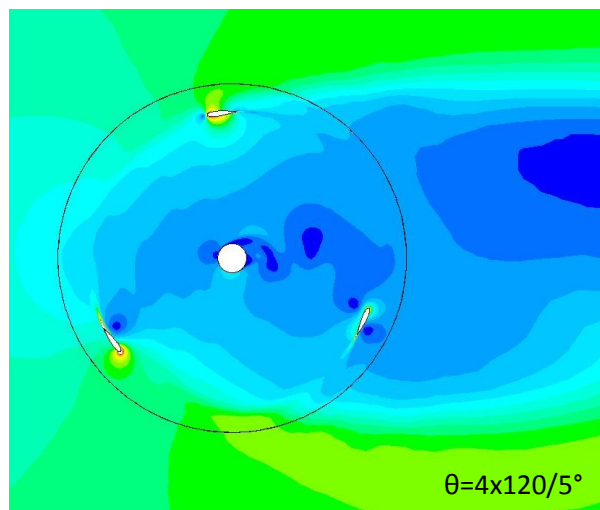
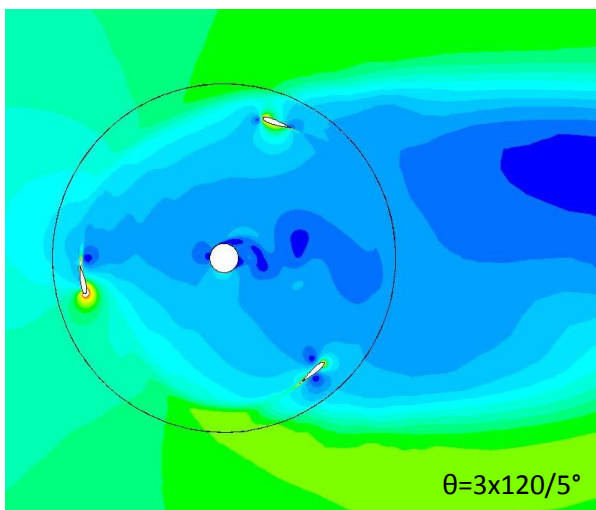
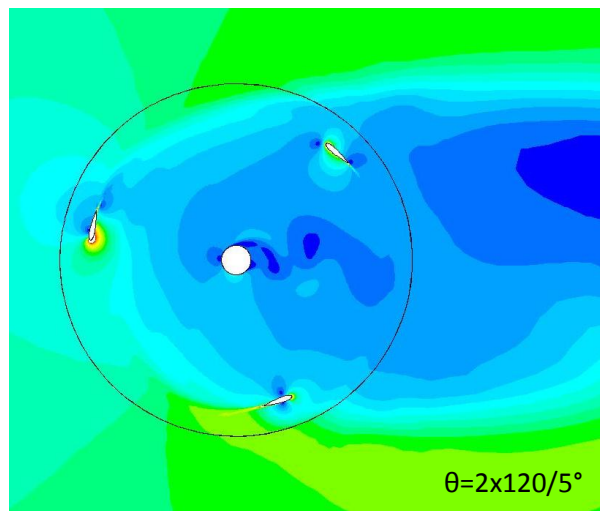
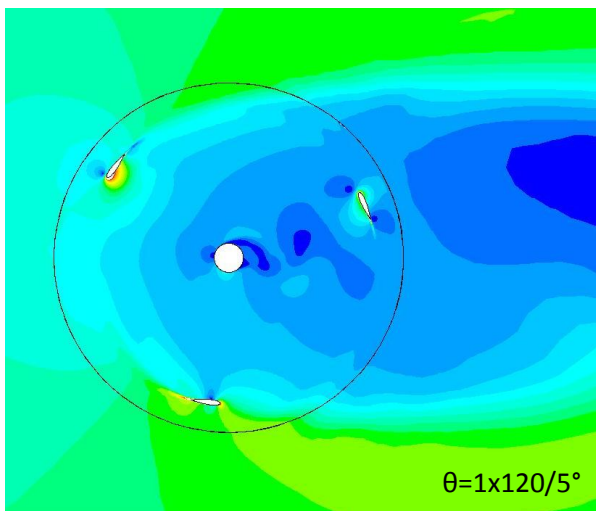
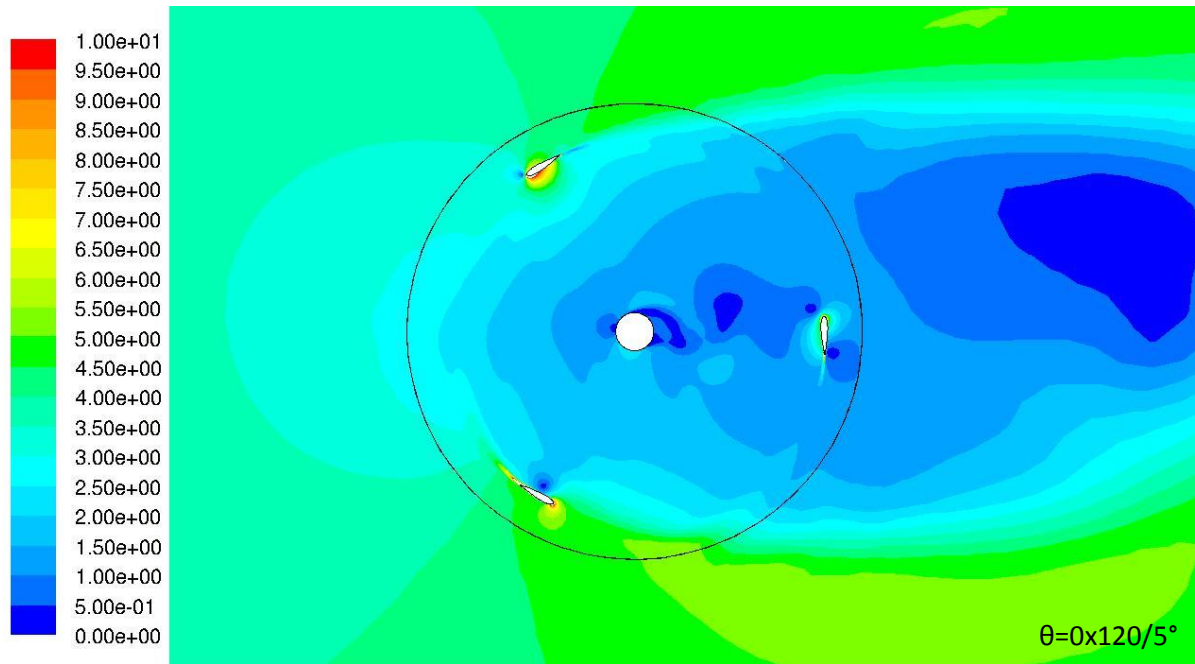


Figura 28 – Magnitude da velocidade do escoamento para a configuração 5,  $V_{\infty}=4\text{m/s}$ ,  $\lambda=4$  (detalhe na 4ª rotação)



Pode-se constatar que os resultados da terceira e quarta volta são muito semelhantes, ao contrário do que acontece para as primeiras duas. Assim, confirma-se que os resultados podem ser obtidos a partir da quarta volta. Para os cálculos seguintes, usou-se a média de valores obtidos na quarta volta. A utilização do valor médio baseia-se no facto da inércia da turbina ser suficiente para funcionar como filtro passa-baixo ao longo de cada volta.

Foram calculados os coeficientes de potência  $C_p$  para cada configuração, como exemplifica o Gráfico 16. Foi adicionada uma linha de tendência spline para  $V_\infty = 5 \text{ m/s}$  e  $V_\infty = 8 \text{ m/s}$  apenas para facilitar a visualização do mesmo.

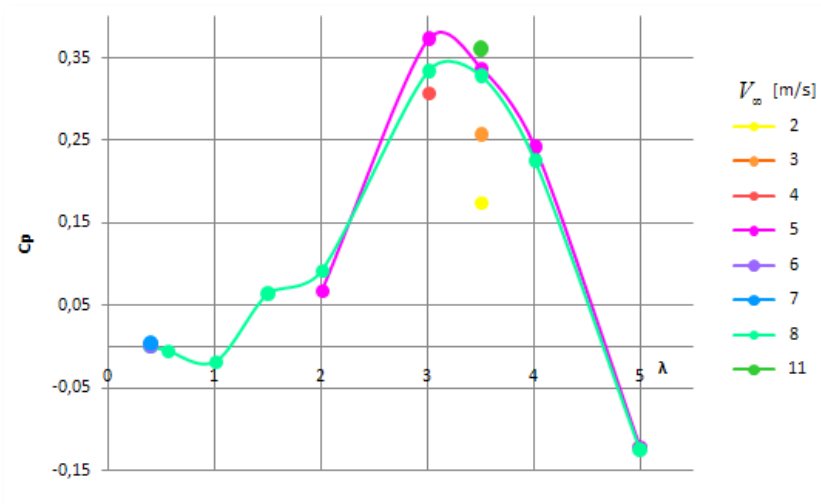


Gráfico 16 – Resultados CFD para configuração 5

Os resultados foram comparados para parâmetros como  $\sigma$  ou o perfil usado. No Quadro 8 apresenta-se o resumo das configurações testadas e no Gráfico 17 o valor do coeficiente de potência máximo  $C_{p_{\max}}$ , em função da velocidade do vento  $V_\infty$ , para cada configuração.

Configuração	Perfil	Corda [mm]	Número de pás n	Factor de bloqueamento $\sigma$
1	NACA0018	50	3	0,3
2			2	0,2
3			4	0,4
4			2	0,4
5	NACA0018	100	3	0,6
6			5	0,5
7	NACA0012	50	3	0,3

Quadro 8 – Descrição das configurações simuladas

Note-se que os resultados apresentados no Gráfico 17, são obtidos a partir dos resultados para cada configuração, como os apresentados no Gráfico 16. Nos casos em que para uma certa velocidade do vento  $V_\infty$ , não se testou todos os coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$ , não é possível saber o valor de  $C_{p_{\max}}$ . Nesses casos, o valor apresentado é o máximo dos valores calculados. Por esta razão, os valores mais fiáveis são os obtidos para  $V_\infty$  de valor 5 e 8 m/s, para os

quais testou-se uma ampla gama de  $\lambda$ . Foi adicionado ao resultado de cada configuração uma linha de tendência spline, tal como para o Gráfico 16, apenas com o intuito de facilitar a visualização do mesmo.

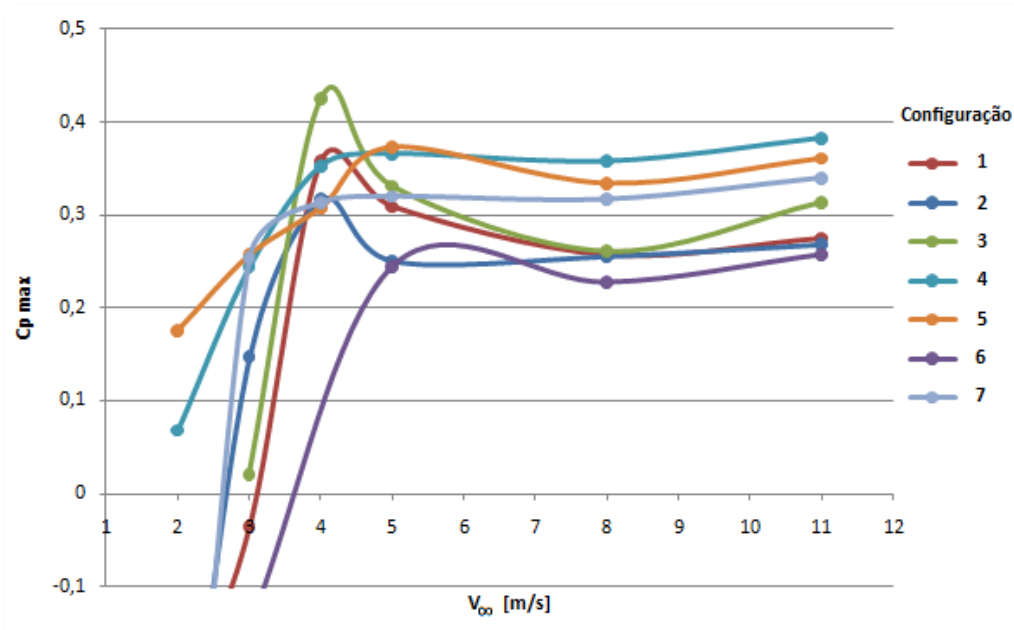


Gráfico 17 –  $C_p \text{ max}$  em função da velocidade do vento para todas as configurações

Em função destes resultados, começemos por avaliar as configurações com o perfil NACA0018 (todas as configurações excepto a 7). As configurações com corda  $c = 100\text{mm}$  (4 e 5), apresentam muito melhores resultados (cerca de 40%) que as configurações com  $c = 50\text{mm}$  (1, 2, 3 e 6). Mesmo para configurações com igual factor de bloqueamento  $\sigma$ , como é o caso das configurações 3 e 4, a configuração 4, com maior  $c$ , apresenta melhor resultado. Dentro das configurações com  $c$  de 50 mm (1, 2, 3 e 6), o melhor resultado é obtido para  $\sigma = 0,4$  (configuração 3), existindo configurações com  $\sigma$  superior e inferior com resultados piores. Para a comparação de resultados entre configurações com diferentes perfis, temos a configuração 1 (NACA0018) e a configuração 7 (NACA0012), em tudo idênticas excepto nos perfis usados. A utilização do perfil NACA0012 tem muito melhores resultados que o perfil NACA0018 (cerca de 30%) para uma configuração de 3 pás com  $c = 50\text{mm}$ .

Outra avaliação importante refere-se às forças normais. Considere-se a configuração 5, o Gráfico 18 mostra a evolução da intensidade da força normal  $|F_n|$ , ao longo da posição  $\theta$  para vários coeficientes de velocidade periférica  $\lambda$ .

Como se pode observar,  $|F_n|$  atinge uma certa regularidade para  $\lambda$  elevados. Como o regime de funcionamento desejável é a  $\lambda$  elevados (maior coeficiente de potência  $C_p$ ), pode-se considerar as curvas mais irregulares como regimes transitórios. As restantes curvas traduzem uma forma

sinusoidal, com intensidade variável mas frequência  $f$  aproximadamente constante. Para a mesma configuração, os resultados são semelhantes para velocidades do vento  $V_\infty$  diferentes, ou seja, a elevados  $\lambda$  as curvas traduzem uma forma sinusoidal com intensidade variável mas  $f$  aproximadamente constante. O Gráfico 19 apresenta a evolução de  $|F_n|$  para as restantes configurações.

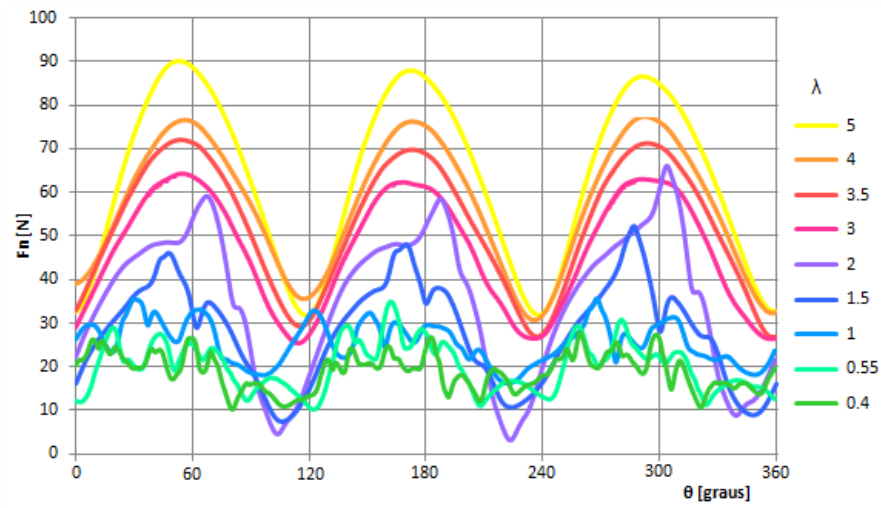


Gráfico 18 -  $|F_n|$  em função de  $\theta$  para configuração 5 com  $V_\infty=8$  m/s para vários  $\lambda$

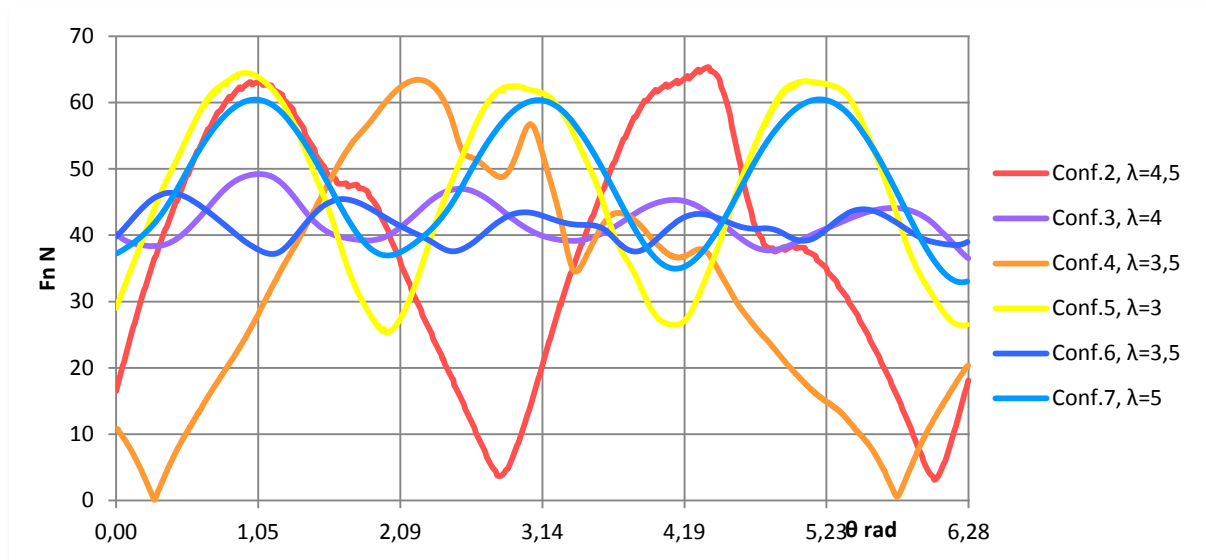


Gráfico 19 -  $|F_n|$  em função de  $\theta$  para várias configurações a  $V_\infty=8$  m/s,  $\lambda_{\text{óptimo}}$

Como se pode verificar, o comportamento sinusoidal verifica-se para as configurações com 3 (configurações 5 e 7) e 4 pás (configuração 3). As restantes configurações apresentam uma curva aproximadamente sinusoidal mas com distorções. Nestes casos,  $|F_n|$  tem mais que uma frequência, sendo mais difícil a análise do comportamento dinâmico da turbina.

O Gráfico 20 apresenta a intensidade da força normal  $|F_n|$ , em função de  $\lambda$  de acordo com os valores apresentados no Gráfico 18.

Embora estes resultados pudessem ser avaliados a partir do Gráfico 18, desta forma compreende-se mais facilmente a evolução de  $|F_n|$  com  $\lambda$ . Note-se a amplitude de valores obtidos: Para  $\lambda = 5$ , a turbina com  $A = 1\text{m}^2$  é sujeita a esforços de intensidade entre cerca de 30N e 90N. A obtenção destes resultados é da maior importância para o dimensionamento de turbinas.

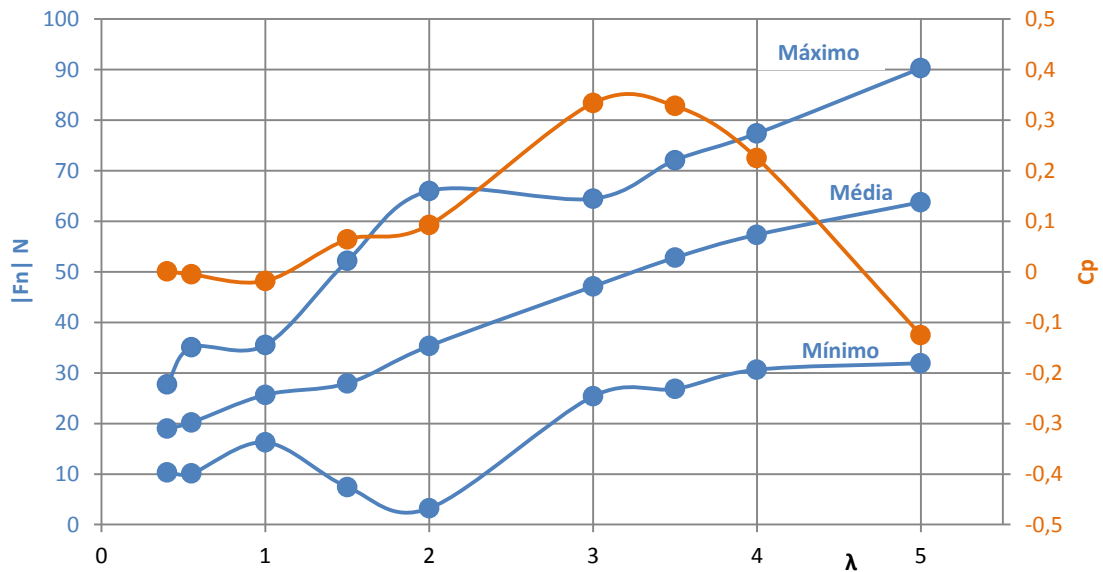


Gráfico 20 –  $|F_n|$  em função de  $\lambda$  para configuração 5 com  $V_\infty=8$  m/s

Em resumo, obtiveram-se as curvas de funcionamento de vários parâmetros, para diversas configurações. Comparando os resultados obtidos entre si foi possível verificar algumas características importantes das VAWT, algumas já descritas anteriormente e aqui verificadas. Nomeadamente, a existência de um  $\sigma_{optimo}$  e a relação de  $\sigma$  com  $\lambda$ . Um dos resultados mais interessantes será a comparação dos perfis NACA0018 e NACA0012. De acordo com a literatura existente, o perfil NACA0018 deveria apresentar melhores resultados mas verificou-se o contrário.

É da maior importância a validação dos resultados aqui obtidos através de testes práticos para que sirvam de base de trabalho para outros estudos.

## 6 Construção do protótipo VAWT

### 6.1 Revisão de materiais e processos de construção

Embora o objectivo seja apenas a produção de um protótipo para o teste de diversas configurações de funcionamento, fez-se uma ligeira revisão sobre o desenvolvimento destes sistemas.

Paraschivoiu <sup>(2)</sup> refere que uma grande parte dos problemas de fadiga apresentados em VAWTs devem-se a conexões mal desenvolvidas e que a utilização conjunta de sistemas de aperto de maior área e de adesivos de enchimento resultaram em grandes melhorias. Indica também que os desenvolvimentos mais promissores na área das VAWTs são a utilização de cabos de apoio (em inglês *guy cables*), colunas treliçadas (em inglês *truss columns*) e materiais compósitos.

Relativamente às pás, actualmente, são usados essencialmente materiais compósitos com fibras de vidro ou carbono em resinas de *polyester* ou *epoxy*. O interior das pás é preenchido com materiais *sandwich* como PVC, PET ou madeira de balsa e o exterior com materiais poliuretânicos. Nestas condições, as pás têm uma vida útil de 20-25 anos <sup>(43)</sup> resistindo a mais de  $10^8$  ciclos de extensão/compressão no caso das HAWTs e a condições de temperaturas extremas, humidade, chuva, neve, gelo, radiação solar, relâmpagos e salinidade <sup>(44)</sup>. As pás em material compósito têm uma estrutura exterior que define a sua forma, uma estrutura central que é a principal responsável pela resistência da pá e o restante espaço é preenchido por compósito *sandwich* cujo propósito é ajudar na manutenção da forma desejada e transferir os esforços para a estrutura central <sup>(45)</sup>.

Alguns factores são de importante consideração no desenvolvimento das pás de uma turbina eólica. Os relâmpagos são uma preocupação, principalmente no caso de turbinas que se destaquem em altura no ambiente circundante. Normalmente este problema é resolvido colocando condutores na turbina desde o topo até à base, onde se espera que a energia do relâmpago se dissipe. No entanto, continua a existir a possibilidade de destruição da turbina, principalmente pelo facto de a súbita passagem de corrente por estes condutores transformar qualquer humidade em vapor <sup>(46)</sup>.

O tratamento da turbina no fim de vida é também da maior importância porque pode afectar os custos da turbina e é um parâmetro tido cada vez mais em conta pelos consumidores,

principalmente quando se trata de equipamentos associados à crescente consciência ambiental, como são as energias alternativas. Os melhores processos, por ordem decrescente, são a redução de produção de resíduos, o que se consegue aumentando a vida útil das componentes e reduzindo a quantidade de material usado. De seguida o melhor processo é a reutilização. Em terceiro lugar tem-se a reciclagem, que é ainda um processo difícil mas em grande desenvolvimento para materiais compósitos (espera-se que em 2030, perto de 225000 toneladas de pás de turbinas necessitem de ser tratadas anualmente). Outras soluções consistem na deposição em aterro sanitário, uma alternativa cada vez com menor possibilidade de uso dada a tendência da maioria dos países industrializados para a redução desta alternativa. Outra alternativa é a incineração, que é a opção mais usada actualmente, mas que apresenta problemas como a libertação de poluentes, a produção de cinzas que necessitam de ser recicladas ou incorporadas em aterro sanitário. Antes da incineração, existe ainda a necessidade de reduzir as dimensões das pás, um processo difícil e de elevado custo, levando ao consumo de energia e libertação de poluentes<sup>(43)</sup>.

Assim, a possibilidade de reciclagem é importante, sendo que actualmente apenas cerca de 30% de um compósito plástico reforçado com fibra é reciclável como novo material compósito. O restante pode ser usado na indústria de construção como material de enchimento<sup>(43)</sup>. A melhor opção, no caso de turbinas de pequena dimensão, é evitar materiais plásticos reforçados com fibras usando, no seu lugar, plásticos facilmente recicláveis (como PET) e uniformizando os materiais usados na turbina e facilitando a sua separação<sup>(43)</sup>. Outra possibilidade é a utilização de materiais alternativos como bambu que é actualmente desfeito e combinado com resinas sintéticas<sup>(43)</sup>. O bambu é um material de grande resistência e durabilidade. O seu rápido desenvolvimento e baixo impacto ambiental tornam-no uma alternativa economicamente atraente e ecologicamente responsável.

No desenvolvimento de uma turbina importa tentar reduzir os custos mesmo que tal implique uma diminuição da eficiência de funcionamento, desde que se obtenha um produto final equilibrado. De acordo com os custos associados a equipamentos de produção de energia, podemos adaptar para o caso das VAWT de pequenas dimensões, obtendo-se os seguintes custos:

- Equipamento
  - Turbina;
  - Gerador;
  - Electrónica e ligações;
  - Suporte;
- Instalação;
- Transporte;
- Manutenção;
- Desmantelamento;
- Financiamento;

- Licenciamento;
- Impostos ou apoios<sup>(2)</sup>.

Ao nível do equipamento, importa escolher uma configuração que permita uma fácil construção. Deve-se também manter ao mínimo o número de peças diferentes para permitir uma economia de escala. Uma forma de redução de custos, no caso da utilização de materiais compósitos, poderá ser feita pela combinação de fibras de vidro e de carbono<sup>(47)</sup>.

Voltando aos custos totais do equipamento a utilizar, temos o custo do gerador, controlável essencialmente pelo tipo de gerador a utilizar. A tendência actual, principalmente no caso de VAWTs de pequenas dimensões, é a utilização de geradores do tipo *direct drive* e de ímanes permanentes pelo seu menor custo, menor complexidade de electrónica associada e menor manutenção. A única forma de diminuir mais o custo desta componente é pela compra em grandes quantidades ou pelo desenvolvimento de um sistema próprio para o efeito. O custo da electrónica está associado à conversão das características da energia, que é também afectado, tal como o gerador, pela economia de escala ou pelo desenvolvimento de um sistema próprio para o efeito.

Os custos de instalação deverão ser reduzidos evitando a necessidade de equipamentos próprios como guas. O equipamento deverá ser adequado para que a instalação implique apenas a preparação do terreno com a construção de uma base em betão e a colocação de forma manual ou utilizando um automóvel puxando um cabo ligado ao equipamento. A facilidade de montagem dos equipamentos eléctricos também é da maior importância reduzindo-se a necessidade de ferramentas especializadas e diminuindo-se o tempo de trabalho de pessoal especializado.

Inicialmente, o equipamento deverá estar de acordo com as normas de instalação para equipamentos da mesma categoria. Ainda não existe um licenciamento uniformizado para turbinas de pequenas dimensões<sup>(48)</sup>.

A capacidade de transporte do equipamento é importante. Para isso é necessário analisar todas as dimensões de transporte, desde a possibilidade de transporte marítimo em paletes standardizadas ao transporte manual de componentes no local de instalação. Estas questões levam-nos para um desenvolvimento modular através de peças pequenas e leves cujo encaixe leve ao equipamento final. A montagem no local seria uma grande vantagem para o transporte mas um inconveniente caso a montagem seja complicada e/ou implique pessoal e/ou equipamento especializado.

A manutenção deverá ser mínima. Embora não seja fácil encontrar referências às principais falhas nestes equipamentos, os protótipos montados pelos laboratórios Sandia eram normalmente afectados por problemas nos rolamentos<sup>(2)</sup>.

O desmantelamento de uma turbina destas dimensões em princípio não traz grandes problemas mas um sistema modular e a utilização de materiais recicláveis de baixo impacto ecológico seriam sempre preferíveis.

A nível de financiamento, o baixo valor destes equipamentos não permite grandes alterações. A única alteração possível será a alteração do custo inicial pela produção de um equipamento com menor vida útil ou menor eficiência. Outra forma de diminuição do custo é pelo apoio do estado através, por exemplo, da diminuição de impostos. Isso implica normalmente a certificação do equipamento de acordo com várias normas o que diminuiria também a necessidade de licenciamento do equipamento tornando mais barato a sua instalação.

O factor combustível não é importante nestes sistemas excepto pela utilização de electricidade para provocar o arranque das turbinas, quando aplicável.

Os parâmetros de funcionamento como a velocidade de arranque  $V_{cut\_in}$  e a velocidade máxima  $V_{cut\_out}$  vão determinar os regimes de funcionamento da turbina e consequentemente as condições extremas que as componentes da turbina vão ter que suportar. Como essas condições extremas vão ser usadas no desenvolvimento das componentes, conclui-se que a escolha das condições de funcionamento é essencial para o desenvolvimento da turbina. Veers<sup>(49)</sup> refere que esses parâmetros de funcionamento devem ser seleccionados de forma a otimizar a energia capturada e a vida útil da turbina e fornece um método para o fazer. Uma primeira consideração, comprovada por resultados experimentais, é que os danos acumulados enquanto a turbina está parada são desprezáveis. De seguida, usando funções de densidade de probabilidade da energia e dos danos da turbina em função da velocidade do vento, é possível uma análise dos regimes de velocidade pretendidos. A maior dificuldade está na obtenção da função de densidade de probabilidade para os estragos na turbina em função da velocidade do vento. Tal deve-se às condições extremas de funcionamento das turbinas eólicas, sujeitas a uma grande quantidade de esforços muito diferentes entre si.

Existem, no entanto, trabalhos nesta área como Kelley<sup>(50)</sup> que apresenta métodos computacionais com resultados próximos dos valores experimentais. Um estudo de grande interesse e abrangente sobre esta temática é dado por Nijssen<sup>(51)</sup>.

O programa de simulação de estruturas *Cosmos* normalmente integrado no pacote *Solidworks*<sup>®</sup> é usado em muitas empresas, inclusive pelo *Sandia laboratories* com muito bons resultados<sup>(52)</sup>.

No Anexo 1 é possível verificar alguns dos materiais utilizados e as configurações escolhidas por diversos fabricantes.



## 6.2 Construção do protótipo

Pretendia-se testar com o protótipo uma ampla gama de configurações semelhantes às simuladas em CFD. Para tal seria necessário que o protótipo permitisse a alteração do número de pás e os tipos de pás utilizadas (com diferentes perfis e corda). Pretendia-se também um sistema de baixo custo e simples para que a sua instalação e manuseamento fosse acessível e o seu tempo de execução curto.

Na construção do protótipo, as componentes mais difíceis de construir são as pás. Estas requerem um molde onde a fibra é assente e curada. Normalmente são construídos dois moldes sendo a pá fabricada em duas peças que são unidas. Tal como referido anteriormente, no caso das VAWT *giromill* o facto de a pá ter secção constante sem torção facilita a sua construção. Os moldes podem ser construídos unindo várias secções de material cortadas. Usando, por exemplo, pranchas de madeira com as secções cortadas e unidas, obtêm-se moldes para pás de pequenas dimensões de grande qualidade com um baixo custo, usando técnicas, ferramentas e materiais amplamente disponíveis <sup>(53)</sup>. Neste caso, começou-se por usar secções de cartão canelado recortadas manualmente. As secções foram alinhadas numa prancha de madeira como mostra a Figura 29.



Figura 29 – Obtenção das secções em cartão canelado (esquerda) e colocação das secções alinhadas numa base para a produção do molde das pás (direita)

De seguida forrou-se as secções de cartão canelado com pedaços de cartão para fortalecer a união das diferentes secções e por fim forrou-se com uma folha de cartão canelado para obter a superfície onde aplicar a fibra, ou seja, o molde final.

Como se tinha visto que a fibra aderiu fortemente ao cartão e que o cartão absorvia alguma da resina perdendo as suas propriedades, aplicou-se uma folha de papel de alumínio por cima do cartão canelado e fibrou-se. Fizeram-se duas meias asas pelo mesmo processo, cortaram-se os excessos de material, descolou-se as folhas de alumínio e obtiveram-se as peças apresentadas na Figura 30.

Por fim uniram-se as duas meias pás para formar uma pá usando a mesma resina usada na construção das meias pás, obtendo-se o resultado apresentado na Figura 31.

Como se verifica, o produto final tem elevadas tolerâncias que podem ser explicadas por vários factores. Em primeiro lugar, a utilização de cartão canelado impõe algumas dificuldades durante o recorte dos perfis pois a estrutura interna do cartão é anisotrópica e, conforme a região de corte, os

perfis utilizados para o molde ficam com maior ou menor resistência estrutural. Nos locais onde foi aplicada cola para a construção do molde, o cartão canelado alterou as suas características, tornando-se mais maleável, como se tivesse humidade. A utilização de perfis de suporte apenas a cada 10 cm, deixou uma grande área do molde sem suporte, na qual a superfície de cartão canelado abateu ligeiramente. Ainda se tentou preencher as concavidades com material de enchimento como, por exemplo, espuma de poliuretano, mas sem sucesso. Por fim, como este trabalho foi desenvolvido nos Açores, onde os materiais compósitos disponíveis são maioritariamente usados para a manutenção de embarcações navais, usou-se a única fibra disponível. Esta, tinha características desadequadas para o trabalho em curso. Foi usada uma fibra de vidro de grande espessura, tornando muito difícil a sua aplicação em zonas com baixo raio de curvatura como o bordo de ataque. Problemas semelhantes e algumas soluções são apresentados por Derek<sup>(52)</sup> entre os quais destacam-se a utilização de materiais de enchimento (como, por exemplo, madeira de balsa) para ajudar a manter a forma desejada e a utilização de moldes de elevada qualidade.

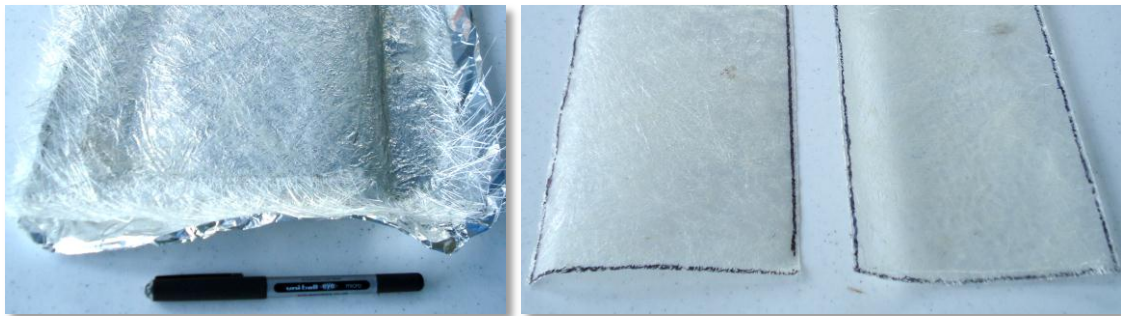


Figura 30 – Meia asa após cura, retirada do molde (esquerda) e as duas meias asas prontas para serem unidas para formar uma pá (direita)

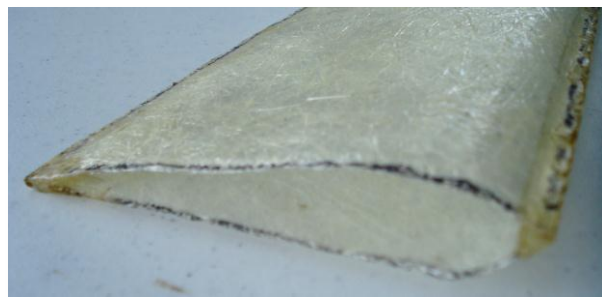


Figura 31 – Pá finalizada

Para pás mais pequenas, torna-se mais difícil a manutenção de parâmetros de tolerância aceitáveis<sup>(54)</sup>. Tentou-se também obter um molde em silicone a partir do molde anterior de cartão. Tal facilitaria a produção de um elevado número de pás dada a flexibilidade do material usado e o facto de o silicone não aderir ao material compósito. O silicone líquido de baixa viscosidade disponível era demasiado caro. Assim tentou-se obter silicone líquido de baixa viscosidade a partir de silicone comum dissolvendo-o. Após várias tentativas conseguiu-se dissolver o silicone em diluente sintético

e usou-se o material obtido para fazer um molde. Ao solidificar, o molde de silicone encolheu pelo que a sua aplicação não foi possível.

As pás acabaram por ser produzidas no departamento de Aeroespacial por um método já utilizado anteriormente para a produção de asas de pequenas aeronaves. Cortou-se com fio quente, numa máquina própria, o interior das pás a partir de uma placa de espuma de isolamento térmico usada habitualmente em construção civil. O interior de espuma foi usado como molde para a aplicação de compósito de fibra de vidro. No fim cortaram-se os excessos de material obtendo-se as pás como mostra a Figura 32.

O comprimento das pás estava limitado pela máquina de corte em cerca de 1m. Optou-se por fazer as pás com esta dimensão máxima para aumentar o alongamento  $AR$  da turbina, diminuindo a importância de efeitos tridimensionais como *end/tip losses*. A avaliação destes efeitos seria depois contabilizada pelo teste de pás com comprimento inferior (cortando as pás originais).

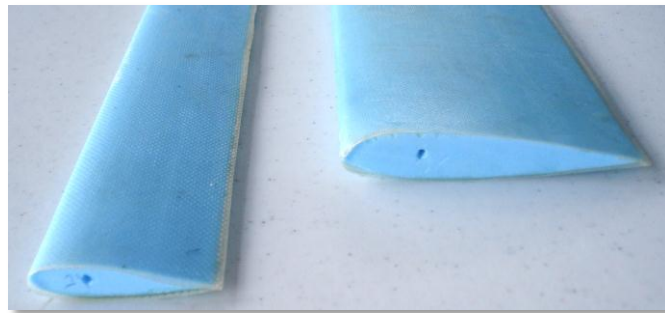


Figura 32 – Pás feitas no Dep. de Aeroespacial finalizadas

As restantes componentes da turbina exigiam uma complexidade de construção que só seria possível numa oficina especializada. Fez-se o projecto da turbina com vista à sua construção em liga de alumínio para facilitar o seu manejo durante a fase experimental deste trabalho. O trabalho foi entregue a uma oficina escolhida de acordo com o orçamento apresentado. A construção total da turbina demorou cerca de 3 meses, muito mais tempo que o inicialmente indicado de 2 semanas. A inexistência dos materiais necessários, a demora para os mesmos chegarem aos Açores e sucessivos erros de construção levaram ao atraso. O desenho inicial foi fortemente alterado pelas razões anteriores e, muitas vezes, por livre arbítrio da própria oficina. Apesar de todos os inconvenientes, a turbina finalizada permite, tal como se pretendia, o teste de várias configurações. No entanto, o diâmetro do poste central é de 5 cm, diferente do testado em CFD de 10 cm. A turbina é apresentada na Figura 33, Figura 34 e Figura 35.

Como se pode ver pelas figuras, as diferentes configurações eram montadas em dois discos que permitiam configurações até 6 pás. O acoplamento é realizado por 2 conjuntos porca-parafuso por cada braço. A turbina é fixa ao poste por 3 conjuntos porca-parafuso. O acoplamento dos braços com

as pás é feito usando 2 conjuntos porca-parafuso por braço, fixos em braçadeiras metálicas de alumínio (que facilmente se adaptam à forma do perfil).



Figura 33 – Turbina finalizada (sem instrumentos)



Figura 34 – Detalhe do apoio do taquímetro, travão e braços das pás



Figura 35 – Detalhe do acoplamento das pás aos braços

O poste é fixo à parede por braçadeiras metálicas. Na base é acoplado a uma dobradiça permitindo baixar toda a turbina para mudar a configuração pretendida ou outras tarefas.

## 7 Teste do protótipo VAWT

### 7.1 Resumo de testes existentes

Existem vários resultados experimentais de VAWTs, principalmente do tipo *Darrieus*. Alguns destes resultados já foram apresentados anteriormente mas existem outros que são agora apresentados dada a relevância na aplicação deste trabalho.

Para testar a eficiência de uma VAWT, é necessário controlar o coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$ , aplicando um binário  $M$  de intensidade conhecida, contrário ao produzido pela turbina. É necessário medir a velocidade do vento  $V_\infty$  e a velocidade de rotação da turbina  $\omega$ . A medição da potência do veio pode ser feita usando uma máquina eléctrica ou pela medição de  $M$  e  $\omega$ . Uma descrição exaustiva de instrumentos e processos de instrumentação susceptíveis de serem usadas na avaliação das características de uma turbina eólica é dada por Jose <sup>(55)</sup>. Em ensaios semelhantes, foram utilizados sensores de pressão, travões com controlo do binário aplicado (em inglês *torque brakes*) <sup>(35)</sup>, acelerómetros <sup>(2)</sup> e extensómetros <sup>(39)</sup>. A utilização de todos esses sistemas em conjunto, permite a obtenção de um importante conjunto de dados para a investigação em VAWTs <sup>(55)</sup>.

Numa turbina real existem perdas, por exemplo, nos rolamentos, que não são consideradas nas simulações computacionais. No entanto, para haver um correcto ajustamento dos resultados numéricos aos resultados reais é importante que estes valores sejam medidos. A magnitude dos valores obtida é considerada significativa e a sua relação com  $\lambda$  altamente complexa <sup>(35)</sup>.

O anemómetro deve ser colocado a meia altura da turbina, a uma distância de dois diâmetros (de acordo com o indicado por Sheldahl (42), esta distância permite medir correctamente a velocidade do vento na turbina sem os efeitos da presença da mesma). Sheldahl <sup>(42)</sup>, indica ainda que a maior dificuldade ao testar uma turbina em condições reais é a variabilidade do vento, fazendo com que seja difícil associar os parâmetros medidos na turbina a uma medida precisa do mesmo. Tal dificuldade é atenuada pela utilização de sistemas de monitorização com elevada taxa de amostragem. Paraschivoiu <sup>(2)</sup> também adverte para a dificuldade em testar uma turbina em condições reais dada a aleatoriedade do vento e a natureza instável de todo o processo.



Outros testes interessantes referem-se ao estudo da fadiga, por exemplo, das pás usando testes não destrutivos e destrutivos. Beattie <sup>(56)</sup>, sugere a utilização de câmara de infra-vermelhos como teste não destrutivo de grande qualidade para avaliação da fadiga de pás. Sutherland <sup>(57)</sup> refere ainda a medição de emissões acústicas (*AE – Acoustic Emissions*) ou técnicas de interferência de luz (*interferometric techniques*) para o mesmo efeito. A Figura 36, Figura 37 e Figura 38 apresentam alguns destes resultados. Existem ainda outras técnicas disponíveis <sup>(58)</sup>.

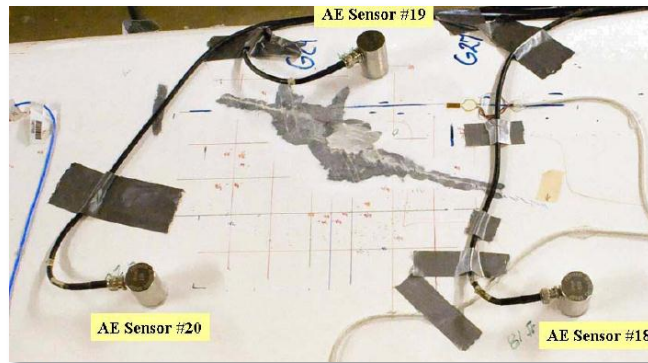


Figura 36 – Seção de pá para ensaio de testes não-destrutivos. Apresentam-se 3 sensores acústicos e o local de destruição por fadiga <sup>(58)</sup>

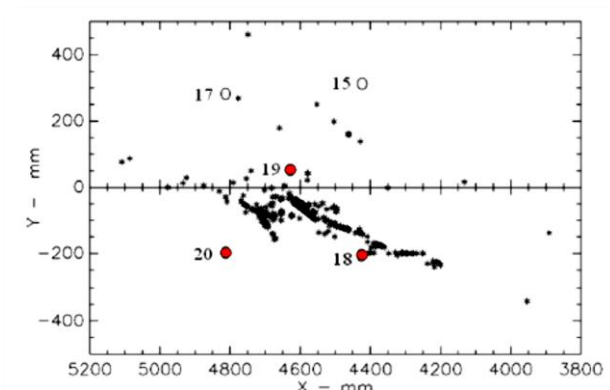


Figura 37 – Resultados do ensaio não destrutivo de emissões acústicas. Os pontos negros indicam a localização calculada da fonte de emissão acústica <sup>(58)</sup>

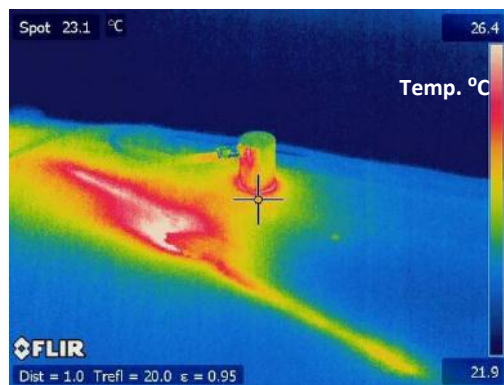


Figura 38 – Resultados do ensaio não destrutivo de leitura de infra-vermelhos. O aumento relativo de temperatura de uma zona da pá fornece importantes informações sobre a concentração de esforços na mesma <sup>(58)</sup>

## 7.2 Testes efectuados e resultados

Para os testes da turbina, usou-se um anemómetro de copos, um taquímetro, um cronómetro e um sistema de pesos. O anemómetro foi gentilmente cedido pela delegação regional do Instituto de Meteorologia e serviu para medir a velocidade do vento  $V_{\infty}$ . Trata-se de um anemómetro de copos que mede a distância percorrida pelo vento pelo que a sua leitura não é directa. É necessário definir um intervalo de tempo, fazer a leitura inicial e final do anemómetro, obter a diferença entre esses valores para se saber a distância percorrida e, finalmente, dividir pelo intervalo de tempo definido para se obter a velocidade. A marcação da distância percorrida é feita num mostrador analógico giratório com resolução de 10 metros<sup>(59)</sup>. Um taquímetro digital de bicicleta foi utilizado para a leitura da velocidade de rotação da turbina  $\omega$ . O íman que era detectado pelo sensor foi colocado na turbina em rotação. A leitura era fornecida em km/h, correspondendo à velocidade linear do íman. Usou-se um cronómetro digital com uma resolução de 0,1s. Foi também usado um travão de bicicleta, actuado por pesos, para o controlo do binário aplicado na turbina. Alguns dos sistemas anteriores são apresentados na Figura 34.

Para o cálculo do binário aplicado na turbina pelo travão, procedeu-se a uma série de testes. Colocou-se a turbina na horizontal e enrolou-se um cabo no veio. Na ponta do cabo prendeu-se um peso. De seguida, deixou-se a turbina girar livremente sobre a acção do peso. O tempo que o peso levava a percorrer determinada distância, está relacionado com o deslocamento angular da turbina dado por

$$M = Pr - \frac{2Il}{rt^2}, \quad (40)$$

sendo  $M$  o binário aplicado pelo travão em N.m,  $P$  o peso em N,  $r$  o raio em m,  $l$  a distância percorrida pelo peso em m,  $I$  o momento de inércia em kg.m<sup>2</sup> e  $t$  o tempo em s. A obtenção destes e dos seguintes resultados é descrita no Anexo 2.

O momento de inércia da turbina sem braços e pás é  $I_a = 0,01089918$  kg.m<sup>2</sup>.

Foram obtidos os resultados apresentados no Gráfico 21.

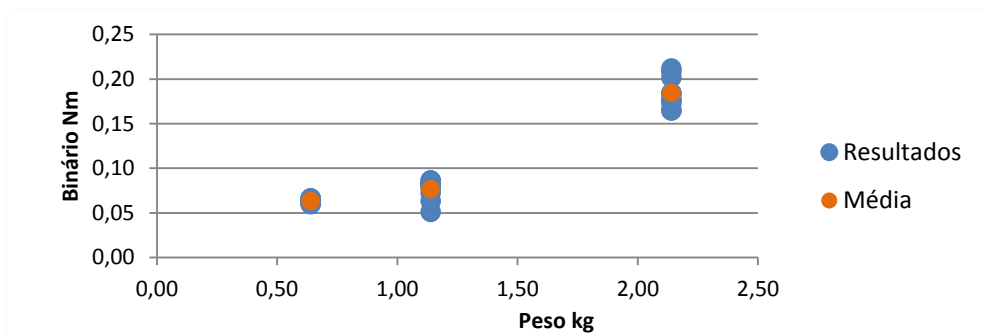


Gráfico 21 – Medição 1 do binário aplicado pelo travão

O binário  $M$  medido varia consoante o peso  $P$  utilizado. Tal deve-se à existência de esforços nos rolamentos que levam a um aumento de  $M$ . Desta forma, sabendo que diferentes configurações da turbina apresentam diferentes forças normais exercidas sobre o poste, conclui-se que  $M$  variará conforme a configuração usada. Note-se também a maior variação nos resultados obtidos com pesos maiores, devido à diminuição do tempo  $t$ . Procedeu-se a um novo ensaio. Colocou-se a turbina na posição vertical e, usando um berbequim, acelerou-se a mesma até se atingir uma velocidade angular  $\omega_0$  em rad/s constante. De seguida desacoplou-se o berbequim e, sabendo o tempo  $t$  em s que a turbina demora a parar, obteve-se o binário  $M$  em N.m a partir da fórmula

$$|M| = \frac{\omega_0 I}{t}, \quad (41)$$

sendo  $I$  o momento de inércia da turbina sem pás em  $\text{kg.m}^2$ . Obteve-se o Gráfico 22.

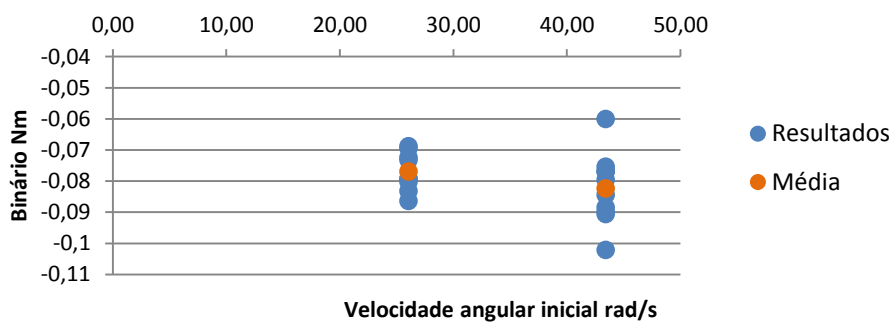


Gráfico 22 – Medição 2 do binário aplicado pelo travão

O binário medido é aproximadamente constante, ao contrário das medições feitas inicialmente. Desta forma não parece haver uma variação importante de  $M$  com  $\omega$ . Usou-se o mesmo procedimento para calibrar o travão. Os resultados obtidos são apresentados no Gráfico 23.

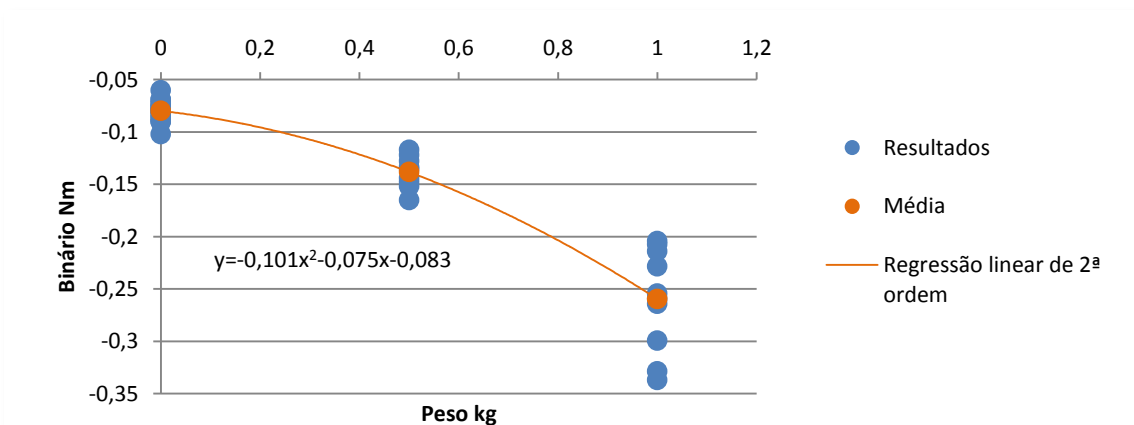


Gráfico 23 – Medição 3 do binário aplicado pelo travão

À medida que se aumenta o binário aplicado pelo travão, torna-se cada vez mais difícil a medição do mesmo. A turbina pára mais rapidamente, dificultando a medição de  $t$ . Para evitar esta situação,



tentou-se usar uma velocidade angular inicial  $\omega_0$  superior mas para atingir valores elevados de rotação com um grande binário aplicado exigiam-se tensões demasiado altas no sistema de acoplamento berbequim-turbina. Este sistema, que inicialmente se pretendia que funcionasse com rodas dentadas, acabou por ser feito pelo acoplamento de uma superfície de borracha. Este material, quando sujeito às grandes tensões exigidas desgasta-se muito rapidamente tornando a sua operação muito difícil. Este factor levou aos valores máximos medidos. No entanto, a partir dos resultados obtidos, foi possível obter uma medida do binário aplicado em função da força aplicada ao travão. Note-se ainda que, mesmo com as elevadas velocidades aplicadas à turbina (as medições foram feitas sem as pás), nunca se notou qualquer tipo de movimento que indicasse um desequilíbrio na sua construção. Assim assumiu-se que o eixo principal de inércia estava alinhado com o eixo de rotação da turbina.

Com a medição destes parâmetros, obtiveram-se os dados necessários para o teste das diferentes configurações da turbina. As medições foram feitas ao ar livre, numa zona elevada, livre de obstáculos. Foi difícil conciliar as medições com o clima dada a altura do ano (início dos testes em Dezembro) e as condições climatéricas altamente variáveis dos Açores. Para as medições era necessário que estivesse de dia, sem chuva, com vento aproximadamente constante. Estas condições raramente se apresentaram.

Para os testes, aplicava-se um peso conhecido no travão e aguardava-se que as condições de vento e rotação da turbina permanecessem constantes durante um curto intervalo de tempo e obtinham-se os valores de velocidade do vento  $V_\infty$  e de rotação da turbina  $\omega$ . Note-se que, embora em algumas condições a turbina arranque sozinha, a maioria das vezes é necessário que a turbina seja colocada à velocidade correcta de rotação. O Gráfico 24 exemplifica esta situação.

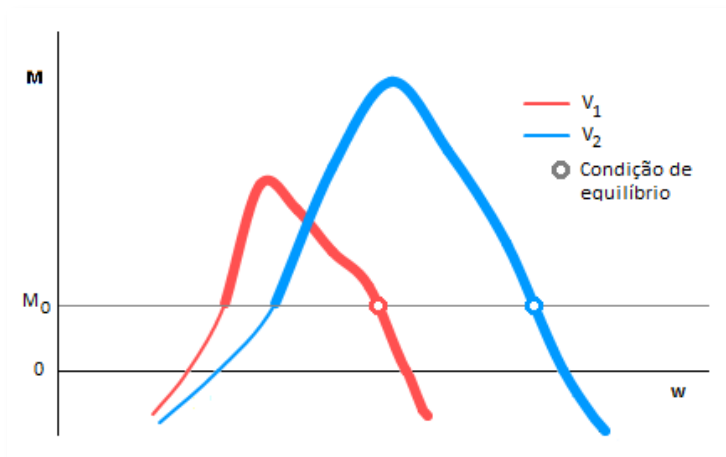


Gráfico 24 – Funcionamento de VAWTs

Consideremos uma turbina que respeita as curvas apresentadas para duas velocidades do vento,  $V_1$  e  $V_2$ . Considere-se  $M_0$  o binário exercido na turbina (considerado constante). Considere-se que

a velocidade do vento se mantém constante e igual a  $V_1$ . Considere-se que a turbina se encontra no traço fino do gráfico, produzindo um binário inferior a  $M_0$ . Neste caso a aceleração angular será negativa o que levará à diminuição da velocidade angular  $\omega$  da turbina até esta parar. Considere-se agora que a turbina encontra-se algures no traço a grosso do gráfico. Com o binário produzido superior a  $M_0$ , a turbina acelerará aumentando  $\omega$  até atingir a condição de equilíbrio assinalada no gráfico. Nas mesmas condições anteriores (traço grosso), se o binário produzido pela turbina for inferior a  $M_0$ , esta reduzirá  $\omega$  até atingir a condição de equilíbrio. Portanto daqui conclui-se que acima de uma certa velocidade angular, suficiente para que a turbina produza um binário superior a  $M_0$  (traço grosso), a turbina tenderá sempre para a condição de equilíbrio. Portanto, para se obter experimentalmente a curva da turbina sem a possibilidade de se medir a aceleração angular, será necessário variar o binário aplicado  $M_0$ . A estabilização da turbina numa dada velocidade angular  $\omega$  com a velocidade do vento  $V_\infty$  constante dir-nos-á que a condição de equilíbrio foi atingida. Também pelo gráfico é possível verificar que a variação da velocidade do vento leva a que a turbina tenda para uma nova condição de equilíbrio.

Para início dos testes, começou-se com a configuração 5: NACA0018 de 3 pás (maior estabilidade) com corda de 10cm (maior resistência estrutural). Na altura, as curvas CFD haviam sido calculadas, em geral, para um coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$  entre 2 e 6, por serem os regimes em que o coeficiente de potência  $C_p$  era positivo. Quando se fez a montagem da configuração 5, descobriu-se que a turbina arrancava sozinha, ou com uma muito ligeira ajuda inicial. Este resultado não era esperado pois a curva de  $C_p$  em função  $\lambda$  parecia descrever uma função quadrática com uma segunda derivada negativa (concavidade para baixo), sendo  $C_p$  negativo nas condições não estudadas. Outro resultado muito interessante foi a forte vibração da turbina ao atingir as velocidades angulares máximas medidas. Os resultados obtidos são apresentados no Gráfico 25.

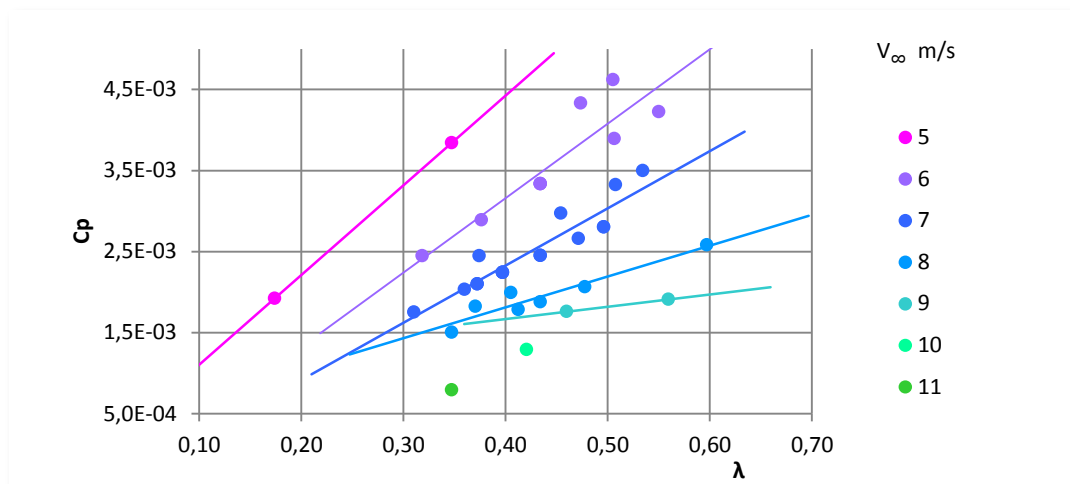


Gráfico 25 – Resultados experimentais obtidos para a configuração 5

Não estava aplicada qualquer tensão no travão pelo que o binário produzido era  $M = 0,083 \text{ Nm}$ . O valor de  $C_p$  também é bastante reduzido, o que seria de esperar com a turbina a atingir uma condição de equilíbrio com  $M$  tão reduzido. Apresenta-se também no gráfico as regressões lineares para as diferentes velocidades do vento  $V_\infty$ . Note-se que quanto maior  $V_\infty$ , menor o declive da regressão linear respectiva, o que seria de esperar pois

$$C_p = \frac{M\omega}{\frac{1}{2}\rho AV_\infty^3} \Leftrightarrow C_p \propto \frac{\lambda}{V_\infty^2}. \quad (42)$$

O tratamento dos dados recolhidos, nomeadamente o cálculo de propagação de erros, é feito no Anexo 4. Existe uma condição de equilíbrio para  $V_\infty = 8 \text{ m/s}$  e  $M = 0,083 \text{ Nm}$  em  $\bar{\lambda}_{\text{experimental}} = 0,440 \pm 0,073$ . Para comparação com os resultados numéricos, procedeu-se à interpolação dos resultados obtidos em CFD (Anexo 3) de  $\lambda = 0,4$  e  $\lambda = 0,55$  para  $M = 0,083 \text{ Nm}$  tendo-se obtido  $\lambda_{\text{CFD}} = 0,386$ . Tal condição é encontrada para  $M = 0,083 \text{ Nm}$  mas, tal como se viu anteriormente, esta configuração apresenta uma força normal  $F_n$  que é exercida sobre os rolamentos afectando  $M$ . De acordo com o Gráfico 20, a intensidade de  $F_n$  estaria aproximadamente entre 10 e 35 N o que de acordo com o Gráfico 21 corresponde a um  $M$  superior a 0,2. Durante os testes, a medição de  $F_n$  poderia ser realizada, por exemplo, pela aplicação de extensómetros ou acelerómetros no poste principal. No entanto, sem uma medição de  $F_n$  a comparação de resultados é feita para  $M = 0,083 \text{ Nm}$ .

Obtiveram-se também resultados experimentais para a configuração 4: NACA0018, 2 pás com corda de 10cm. Tal como na situação anterior, procedeu-se a uma revisão dos resultados obtidos em CFD. Os resultados experimentais são apresentados no Gráfico 26.

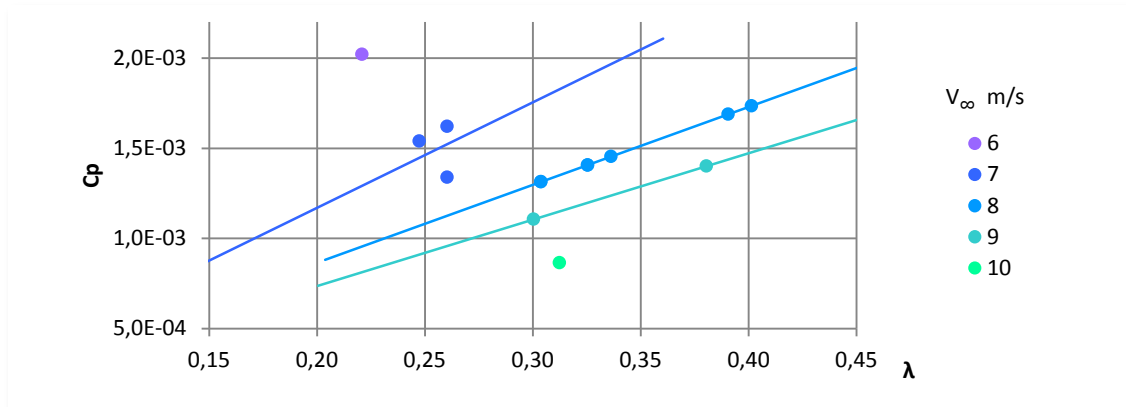


Gráfico 26 – Resultados experimentais obtidos para a Configuração 4

Tal como para a configuração 5, procedeu-se ao tratamento dos dados recolhidos (Anexo 4). Calculou-se uma condição de equilíbrio para  $V_{\infty} = 8 \text{ m/s}$  e  $M = 0,083 \text{ Nm}$  em  $\bar{\lambda}_{\text{experimental}} = 0,346 \pm 0,043$ . Para comparação com os resultados numéricos, procedeu-se à interpolação dos resultados obtidos em CFD (Anexo 3) de  $\lambda = 0,3$  e  $\lambda = 0,4$  para  $M = 0,083 \text{ Nm}$  tendo-se obtido  $\lambda_{\text{CFD}} = 0,300$ .

Os resultados obtidos para ambas as configurações são apresentados no Quadro 9.

Teste	Condição de equilíbrio para $V_{\infty}=8\text{m/s}$ , $M=0,083\text{Nm}$	
	$\lambda_{\text{CFD}}$	$\lambda_{\text{experimental}}$
Configuração 4	0,300	$0,346 \pm 0,043$
Configuração 5	0,386	$0,440 \pm 0,073$

Quadro 9 – Resultados experimentais e numéricos

Para validar os resultados obtidos importa fazer uma avaliação dos erros obtidos durante as experiências. Em primeiro lugar, a turbina testada é um sistema tridimensional, sujeito a efeitos que não são medidos durante as simulações bidimensionais em CFD como, por exemplo, *tip vortices*, ou a existência de braços de suporte. As pás construídas têm tolerâncias, rugosidade, não são rígidas, e não estão perfeitamente tangenciais à trajectória descrita. A própria turbina não é rígida, afectando as condições de escoamento. Esta situação, de forte vibração da turbina, é de tal forma grave que inviabiliza o uso da mesma para velocidades angulares superiores às utilizadas durante os ensaios. O poste central tem menos 5 cm de raio que os modelos obtidos em CFD e possui estruturas acopladas, como os discos de suporte dos braços, que afectam o escoamento. Relativamente às condições de teste, o local utilizado, afecta o escoamento mesmo que se tenha tido o cuidado de escolher uma localização privilegiada, elevada e com poucos obstáculos circundantes. O ar tem propriedades variáveis como a temperatura ou a densidade que afectam as suas características. Além disso, o vento, é variável em intensidade e direcção, o que se tentou evitar recolhendo valores apenas quando as condições de vento se mantivessem relativamente estáveis durante o intervalo de medição. Relativamente aos equipamentos utilizados, o anemómetro é o único equipamento calibrado. É no entanto, um equipamento com alguma inércia funcionando como filtro passa-baixo. A velocidade angular foi medida com recurso a um taquímetro de bicicleta, sem qualquer certificado de calibração. O cronómetro utilizado para determinar o tempo do ensaio também não tinha qualquer certificado de calibração. De forma a eliminar erros aleatórios fizeram-se bastantes ensaios para cada condição testada de forma a avaliar a qualidade da medida e a sua precisão <sup>(59)</sup>. Nos gráficos apresentados, muitos dos resultados obtidos encontram-se sobrepostos devido à resolução dos instrumentos utilizados.

Importa referir que não foi feita uma análise de erros aos valores experimentais de  $M$  dado que parte das medições (por exemplo, o peso de certas componentes) foi efectuada na oficina onde se construiu a turbina pelos funcionários da mesma. Não houve acompanhamento das medições efectuadas nem foi possível ter a certeza de quais os instrumentos utilizados nas medições.

Tendo em conta estas considerações, o facto dos resultados numéricos coincidirem ou serem muito próximos do intervalo dos resultados experimentais, parece apontar para a validação dos resultados numéricos. No entanto há que ter em atenção que tais resultados foram obtidos apenas para duas configurações, numa gama muito restrita de valores de velocidade do vento  $V_{\infty}$  e coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$ . Tal deveu-se, como indicado anteriormente, à dificuldade em obter condições de teste adequadas.

Durante a realização deste trabalho, procedeu-se ainda a outros tipos de testes e experiências relacionados com o mesmo mas que, devido a restrições de espaço são apenas apresentados muito sumariamente. A ideia inicial de utilizar uma máquina eléctrica para testar a turbina foi posta em prática pela aquisição de múltiplos tipos de motores e geradores em ferro-velho/empresas de reciclagem. A maioria encontrava-se em óptimas condições, funcionando sem problemas e foram obtidos gratuitamente à excepção do trabalho necessário para os encontrar e desmontar dos respectivos equipamentos originais. Fizeram-se testes extensivos com o objectivo de obter as curvas de funcionamento de alguns com vista à sua utilização, como mostra a Figura 39.



Figura 39 – Teste de máquina eléctrica

Foi utilizado um berbequim de velocidade variável acoplado ao motor. Os terminais do motor eram ligados a um potenciómetro e a um multímetro. A medição da velocidade de rotação era realizada com recurso ao mesmo taquímetro de bicicleta que foi usado na turbina. Foram ainda realizados outros ensaios a diversos materiais e técnicas para a construção, por exemplo, de pás.

## 8 Conclusões e trabalho futuro

### 8.1 Conclusões

O trabalho desenvolvido permitiu uma profunda compreensão do tema estudado, tendo-se retirado várias conclusões:

- As VAWTs, especialmente do tipo *lift*, são sistemas inerentemente complexos, de difícil análise. São sistemas relativamente pouco estudados, com pouca informação disponível e com falta de dados e modelos para o seu estudo.
- A simulação de VAWTs em CFD, usando o modelo kw SST, oferece uma descrição de fenómenos físicos esperada e com resultados semelhantes aos obtidos experimentalmente. No entanto, a gama restrita de resultados práticos obtidos não permite analisar o modelo completamente. De qualquer forma, os resultados em CFD obtidos são uma importante fonte de informação para trabalhos nesta área.
- Das configurações testadas, a configuração 4 (2 pás NACA0018 com  $c = 100mm$  e  $r = 0,5m$ ) foi a que apresentou melhores resultados. No entanto, a gama de condições testadas foi limitada e não foi possível comprovar todos os resultados numéricos com ensaios práticos. A escolha de uma configuração óptima para o desenvolvimento de uma turbina depende de muitos outros factores como resistência estrutural ou factores socioeconómicos que não foram totalmente avaliados.
- A obtenção de resultados experimentais de VAWTs tem de ser feita usando equipamentos criteriosamente desenvolvidos. As forças aplicadas na turbina durante o seu funcionamento são intensas e difíceis de quantificar e a existência de fenómenos, como a vibração observada neste trabalho, afectam as medições obtidas. Os instrumentos usados devem ter resolução e taxa de amostragem suficiente para a avaliação dos parâmetros pretendidos.
- O teste em condições reais é difícil, principalmente devido à natureza variável do vento. Assim, os sistemas desenvolvidos para o teste de VAWTs em condições reais devem ser

munidos de instrumentos automatizados que permitam a recolha de dados durante longos períodos de tempo sem a presença de um utilizador. A própria turbina deve ser preparada para resistir aos elementos, podendo ficar no exterior durante longos períodos de tempo.

Embora não fizesse parte dos objectivos desta tese, a conclusão mais pertinente talvez se prenda com o futuro das VAWT. Na opinião do autor, estes sistemas oferecem grandes vantagens em relação às HAWT, principalmente em locais com ventos fortemente variáveis como é o caso de ambientes urbanos. Tal é comprovado pelos diversos resultados obtidos e recolhidos e pelo forte desenvolvimento recente de VAWTs comerciais. As assinaláveis diferenças obtidas no coeficiente de potência  $C_p$  com a mudança de pequenos parâmetros, parecem promissoras para que haja a possibilidade de serem descobertas configurações com características desejáveis que tornem as VAWTs uma solução comprovada e de grande valor.

## 8.2 Trabalho futuro

Este trabalho permitiu uma maior sensibilidade para as questões inerentes ao desenvolvimento de VAWTs. Sendo um conceito relativamente pouco estudado, existem várias áreas onde será do maior proveito um estudo mais aprofundado, facilmente integrável em trabalhos de mestrado ou doutoramento. O forte crescimento do sector da energia eólica e, em particular, o esperado desenvolvimento da micro-geração, tornará estas áreas de estudo de grande interesse, promovendo uma grande visibilidade dos estudos efectuados e respectivos centros de investigação. Importa salientar a capacidade do Dep. de Aeroespacial para o desenvolvimento destas competências, dadas as similaridades entre as áreas de estudo, a competência do corpo docente e a existência de um laboratório com condições adequadas. Tal aposta seria certamente recompensada dada a grande procura de recursos humanos e conhecimento nesta área. Em especial, o desenvolvimento de sistemas menos convencionais como as VAWTs, deverá trazer grandes retornos iniciais<sup>(2)</sup>.

Alguns dos trabalhos possíveis para desenvolvimento são:

- Estudo dos modelos existentes para a previsão do comportamento de VAWTs. Actualmente, apesar de vários modelos terem sido desenvolvidos, a sua aplicabilidade e certeza é ainda difícil de quantificar. Sugere-se o estudo de vários modelos, inclusive computacionais e comparação com resultados experimentais. No caso de modelos computacionais, importa tentar quantificar diferentes parâmetros como, por exemplo, as características da malha. Um grande objectivo seria facilitar a escolha de modelos a usar em trabalhos posteriores.
- Desenvolvimento de uma bancada de testes para VAWTs, facilmente adaptável a diferentes configurações. Sugere-se o desenvolvimento de um sistema semelhante ao que foi desenvolvido nesta dissertação para a obtenção de resultados experimentais. Espera-se, no entanto, o desenvolvimento e implementação de sistemas de instrumentação que permitam uma recolha de dados automática e de elevada qualidade. Este sistema poderia ser desenvolvido para utilização exterior, em túnel de vento ou em outras condições possibilitando a implementação de muitos estudos relativos a vários parâmetros como os tipos de perfis usados, solidity  $\sigma$ , alongamento  $AR$ , inércia da VAWT, ruído, etc.
- Estudo de modelos de fadiga e ensaios não-destrutivos para aplicação em turbinas eólicas. O desenvolvimento de sistemas que permitam uma diminuição dos custos de manutenção e o aumento do conhecimento sobre as condições reais da turbina são de grande importância na indústria de energia eólica. Alguns trabalhos do Dep. de aeroespacial são actualmente desenvolvidos nesta área, como a implementação de sistemas de instrumentação em compósito.



- Comparação de VAWTs e HAWTs não só do ponto de vista teórico de comparação de vantagens e desvantagens como tem largamente sido feito até hoje, mas também do ponto de vista, energético, por exemplo, através da simulação de resultados de diferentes turbinas em diferentes ambientes.
- Desenvolvimento de perfis específicos para VAWTs. Embora tenha havido algum desenvolvimento nesta área, as condições específicas de funcionamento de VAWTs, atingindo-se elevados ângulos de ataque  $\alpha$  e o funcionamento a números de Reynolds  $Re$  relativamente baixos, exigem o estudo, e possível desenvolvimento, de perfis para estas condições. A inexistência de curvas, comprovadas por ensaios práticos, para a maior parte dos perfis em regimes de funcionamento de VAWTs, é um grande entrave actualmente.

### 8.3 Notas finais

Durante a execução deste trabalho, houve sempre uma grande curiosidade em torno do desenvolvimento deste tipo de equipamento das pessoas em geral. Principalmente após a execução da turbina e a sua fixação no local de testes, eram frequentes as questões e os pedidos de informação acerca do seu funcionamento e da possibilidade de adquirir um equipamento do género. Em geral, as pessoas mostravam-se muito optimistas em relação a este tipo de tecnologia e em relação à energia eólica em geral. Estas observações, embora sem medida científica, estão em consonância com os resultados obtidos por Dalton <sup>(60)</sup>, que indica que existe, em geral, uma forte aceitação das energias renováveis e da energia eólica em particular. Indica ainda que os turistas podem ser um forte incentivo para a implementação de energias renováveis e que, apesar das pessoas com mais idade apresentarem melhores conhecimentos relativamente a este assunto e serem os maiores utilizadores do turismo ecologicamente responsável, são os mais jovens que estão mais dispostos a instalar este tipo de sistemas.

# Bibliografia

---

Existem poucas referências relativamente ao desenvolvimento de VAWTs tipo *giromill*. Os estudos mais próximos deste tipo foram realizados na década de 70/80 pelo laboratório Sandia, cujos resultados podem ser encontrados em [www.sandia.gov](http://www.sandia.gov). Os restantes resultados foram obtidos a partir do motor de busca [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com). Foram ainda consultados alguns trabalhos nas bibliotecas do Instituto Superior Técnico ou através do sistema Fénix, principalmente teses de mestrado. Foram usados vários livros, a maioria generalistas sobre as várias áreas em estudo. Livros específicos usados foram apenas as referências (5) e (2), sendo o último o único específico sobre o desenvolvimento de VAWTs e ambos difíceis de encontrar no mercado nacional.

Importante informação foi também obtida através de várias agências como a EWEA, através do site [www.ewea.org](http://www.ewea.org), seminários atendidos e do contacto com profissionais do sector.

1. **Kirke, Brian Kinloch**. Evaluation of self-starting vertical axis wind turbines for stand-alone applications. *PhD thesis, Griffith University*. 1998.
2. **Paraschivoiu, Ion**. Wind turbine design (with emphasis on Darrieus concept). *École Polytechnique de Montréal*. ISBN 2-553-00931-3, 2002.
3. **Islam, Mazharul, Ting, David e Fartaj, Amir**. Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines. *Renewable & sustainable energy reviews*. 2008, Vols. 12 p.1087-1109.
4. **Eriksson, Sandra, Bernhoff, Hans e Leijon, Mats**. Evaluation of different turbine concepts for wind power. *Renewable & sustainable energy reviews*. 2006, Vols. 12 p.1419-1434.
5. **Manwell, J. F., McGowan, J. G. e Rogers, A.L.** Wind energy explained (theory, design and application). *John Wiley & Sons Ltd*. ISBN 0-470-84612-7, 2002.
6. **White, Frank M.** Fluid Mechanics. *McGraw Hill*. ISBN 978-0-07-128645-9, 6ª edição.
7. **EWEA**. Wind energy: the facts. *EWEA*. 2009.
8. **Instituto de Meteorologia**. Resumos climatológicos de aeródromo para os aeroportos do arquipélago dos Açores. *Instituto de Meteorologia*. 2009.
9. **EWEA**. Oceans of opportunity - Harnessing Europe's largest domestic energy resource. *EWEA*. 2009.
10. —. Wind at work: Wind energy and job creation in the EU. *EWEA*.
11. —. The economics of wind energy. *EWEA*. Março 2009.
12. **Walford, Christopher**. Wind turbine reliability: Understanding and minimizing wind turbine operation and maintenance costs. *Sandia Laboratories report SAND2006-1100*. 2006.
13. **EWEA**. Wind energy and electricity prices - Exploring the "merit order effect". *EWEA*. 2010.

14. —. Integrating wind - Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power. EWEA. 2009.
15. **Mott Macdonald.** *UK electricity generation costs update.* s.l.: Department of Energy and Climate Change (UK), Junho 2010.
16. **California Energy Comission.** Comparative costs of California central station electricity generation technologies. *California Energy Comission report.* 2007.
17. **Saha, U.K., Thotla, S. e Maity, D.** Optimum design configurantion of Savonius rotor through wind tunnel experiments. *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics.* 2008, Vols. 96 p.1359-1375.
18. **Riegler, Hannes.** HAWT versus VAWT: Small VAWTs find a clear niche. *REFOCUS.* 2003, Vol. Julho/Agosto 2003.
19. **Castro, Rui M. G.** Introdução à energia eólica. *IST.* 1998.
20. **Furtado, António Aguiar.** Energia e desenvolvimento sustentável - Plano de investimentos da EDA em energias renováveis. *Apresentação Green Islands em Ponta Delgada.* 2010.
21. **Sahin, Ahmet.** Progress and recent trends in wind energy. *Progress in energy and combustion science.* 2004, Vols. 30 p.501-543.
22. **EEG - Empresa de electricidade e gaz. EEG.** [Online] [www.eeg.eda.pt](http://www.eeg.eda.pt).
23. **Rodrigues, Álvaro.** Wind farms in Portugal. *INEGI.* 2007.
24. **Johnson, Scott, van Dam, C.P. e Berg, Dale.** Active load control techniques for wind turbines. *Sandia Laboratories report SAND2008-4809.* 2008.
25. **Fujisawa, Nobuyuki e Shibuya, Satoshi.** Observations of dynamic stall on Darrieus wind turbine blades. *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics.* 2001, Vols. 89 p.201-214.
26. **Sheldahl, Robert e Klimas, Paul.** Aerodynamic characteristics of seven symmetrical airfoil sections through 180-degree angle of attack for use in aerodynamic analysis of vertical axis wind turbines. *Sandia laboratories report SAND80-2114.* 1981.
27. **Sarkar, Sunetra e Venkatraman, Kartik.** Influence of pitching angle of incidence on the dynamic stall behavior of a symmetric airfoil. *European journal of mechanics.* 2008, Vols. 27 p.219-238.
28. **Geissler, W. e Haselmeyer, H.** Investigation of dynamic stall onset. *Aerospace science and technology.* 2006, Vols. 10 p590-600.
29. **Wang, Shengyi, et al., et al.** Numerical investigations on dynamic stall of low Reynolds number flow around oscillating airfoils. *Computers & fluids.* 2010, Vols. 39 p.1529-1541.
30. **Larsen, J.W., Nielsen, S.R. e Krenk, S.** Dynamic stall model for wind turbine airfoils. *Journal of fluids and structures.* 2007, Vols. 23 p.959-982.
31. **Sun, M. e Sheikh, S.R.** Dynamic stall suppression on an oscillating airfoil by steady and unsteady tangential blowing. *Aerospace science and technology.* 1999, Vols. 6 p.355-366.
32. **Thakkar, D. e Ganguli, R.** Single-crystal piezoceramic actuation for dynamic stall suppression. *Sensors and actuators A.* 2006, Vols. 128 p.151-157.
33. **Yurdusev, M.A., Ata, R. e Çetin, N.S.** Assessment of optimum tip speed ratio in wind turbines using artificial neural networks. *Energy.* 2006, Vols. 31 p.2153-2162.
34. **Çetin, N.S., et al., et al.** Assessment of optimum tip speed ratio for wind turbines. *Mathematical and computational applications.* 2005, Vols. 10 Nº.1 p.147-154.
35. **Howell, Robert, et al., et al.** Wind tunnel and numerical study of a small vertical axis wind turbine. *Renewable Energy.* 2010, Vols. 35 p.412-422.
36. **Li, Ye e Calisal, Sander.** Three-dimensional effects and arm effects on modellong a vertical axis tidal current turbine. *Renewable energy.* 2010, Vols. 35 p.2325-2334.
37. **Brederode, Vasco de.** Fundamentos de aerodinâmica incompressível. *Edição do autor.* ISBN 972-97402-0-8, 1997.
38. **Klimas, Paul.** Tailored airfoils for vertical axis wind turbines. *Sandia laboratories report SAND84-1062.* 1992.
39. **Ashwill, Thomas.** Measured data for the Sandia 34-meter vertical axis wind turbine. *Sandia laboratories report SAND91-2228.* 1992.
40. **van Bussel, Gerard.** The development of Turby, a small VAWT for the built environment. *Global wind energy conference.* 2004.
41. **AllSmallWindTurbines.** [Online] 2010. <http://www.allsmallwindturbines.com/>.
42. **Sheldahl, Robert.** Comparison of field and wind tunnel Darrieus wind turbine data. *Sandia laboratories report SAND80-2469.* 1981.
43. **Larsen, Kari.** Recycling wind turbine blades. *Renewable energy focus.* 2009, Vols. Jan/Fev 2009 p.70-73.
44. **Kensche, Cristoph W.** Fatigue of composites for wind turbines. *International journal of fatigue.* 2006, Vols. 28 p.1363-1374.
45. **Reuterlov, Stefan.** The role of sandwich composites in turbine blades. *Reinforced plastics.* 2002, Vols. Março 2002 p.32-34.
46. **Wallace, Jack e Dawson, Mark.** O&M strategies: wind turbine blades. *Renewable energy focus.* 2009, Vols. Maio/Junho 2009 p.36-41.
47. **Ong, Cheng-Huat e Tsai, Stephen.** The use of carbon fibers in wind turbine blade design: a seri-8 blade example. *Sandia laboratories report SAND2000-0478.* 2000.
48. **Sharman, David.** Getting real about small wind. Part3. *Renewable energy focus.* 2010, Vols. Março/Abril 2010 p.36-39.
49. **Veers, Paul S.** A general method for fatigue analysis of vertical axis wind turbine blades. *Sandia laboratories report SAND82-2543.* 1983.
50. **Neil D. Kelley, Herbert J. Sutherland.** *Damage estimates from long-term structural analysis of a wind turbine in a U.S. wind farm environment.* s.l.: Wind energy, 1997.
51. **Nijssen, R. P. L.** Fatigue life prediction and strenght degradation of wind turbine rotor blade composites. *Sandia laboratories report SAND2006-7810P.* 2007.
52. **Berry, Derek.** TX 100 manufacturing - final project report. *Sandia laboratories report SAND2007-6066.* 2007.
53. **Habali, S.M. e Saleh, I.A.** Local design, testing and manufacturing of small mixed airfoil wind turbine blades of glass fiber reinforced plastics. Part II: Manufacturing of the blade and rotor. *Energy conversion & management.* 2000, Vols. 41 p.281-298.

54. **Clausen, P.D. e Wood, D.H.** Research and development issues for small wind turbines. *Renewable energy*. 1999, Vols. 16 p.922-927.
55. **Zayas, Jose R., Jones, Perry L. e Holman, Adam.** CX-100 and TX-100 blade field tests. *Sandia laboratories report SAND2005-7454*. 2005.
56. **Beattie, Alan G. e Rumsey, Mark.** Non-destructive evaluation of wind turbine blades using an infrared camera. *Sandia laboratories report SAND98-2824C*. 1998.
57. **Sutherland, Herbert, et al., et al.** The application of non-destructive techniques to the testing of a wind turbine blade. *Sandia laboratories report SAND93-1380*. 1994.
58. **Rumsey, Mark e Paquette, Joshua.** *Structural health monitoring of wind turbine blades*. s.l. : Sandia laboratories, 2007.
59. **Azinhira, J. e Fonseca, A.** Instrumentação. *IST*.
60. **Dalton, G. J., Lockington, D. A. e Baldock, T. E.** A survey of tourist attitudes to renewable energy supply in Australian hotel accommodation. *Renewable energy*. 33 p.2174-2185, 2008.
61. **Veers, Paul.** Modeling stochastic wind loads on vertical axis wind turbines. *Sandia Laboratories report SAND83-1909*. 1984.
62. **EWEA.** Pure Power - Wind energy targets for 2020 and 2030. *EWEA*. 2009.
63. **Patrikar, Rajendra M.** Modeling and simulation of surface roughness. *Journal of applied surface science*. 2004, Vols. 228 p.213-220.
64. **Jureczko, M., Pawlak, M. e Mezyk, A.** Optimisation of wind turbine blades. *Jornal of materials processing technology*. 2005, Vols. 167 p.463-471.
65. **Marsh, George.** Bigger blades - the carbon option. *Reinforced plastics*. 2002, Vols. Março 2002 p.20-30.
66. **Swiatecki, Sebastian.** Turbine makers make their own blades. *Reinforced plastics*. 2002, Vols. Março 2002 p.36-40.
67. **Habali, S.M. e Saleh, I.A.** Local design, testing and manufacturing of small mixed airfoil wind turbine blades of glass fiber reinforced plastics. Part I: Design of the blade and root. *Energy conversion and management*. 2000, Vols. 41 p.249-280.
68. **Underwood, C.P., et al., et al.** Renewable-energy clusters for remote communities. *Applied energy*. Janeiro 2007, Vols. 84 p.579-598.
69. **Moreno, Ferran Gual.** Design of a small wind generator. *Dissertação para obtenção do grau de mestre em engenharia mecânica - IST*. 2008.
70. **Neto, João A.** Yield optimization based on wind resource. *Dissertação para a obtenção do grau de mestre em engenharia mecânica - IST*. 2010.
71. **Penedo, Ricardo Jorge Marques.** Optimização aeroelástica de uma turbina eólica urbana. *Dissertação para obtenção do grau de mestre em engenharia aeroespacial - IST*. 2009.
72. **Prowell, Ian e Veers, Paul.** Assessment of wind turbine seismic risk: Existing literature and simple study of tower moment demand. *Sandia Laboratories report SAND2009-1100*. 2009.
73. **Kadlec, Emil G.** Characteristics of future vertical axis wind turbines. *Sandia laboratories report SAND79-1068*. 1982.
74. **Brumioul, Nicolas.** Evaluation of aerodynamic criteria in the design of a small wind turbine with the lifting line model. *Dissertação de mestrado para a obtenção do grau de mestre em engenharia aeroespacial - IST*. 2010.
75. **Westerholm, Gary.** The wind energy frontier. *Refocus*. 2004, Vols. Julho/Agosto 2004 p.42-45.
76. **Marsh, George.** Tilting at windmills. *Refocus*. 2005, Vols. Setembro/Outubro 2005 p.37-42.
77. **Islam, Mazharul, Fartaj, Amir e Ting, David.** Current utilization and future prospects of emerging renewable energy applications in Canada. *Renewable & sustainable energy reviews*. 2004, Vols. 8 p.493-519.
78. **Fortunato, B., Mummolo, G. e Cavallera, G.** Economic optimisation of a wind power plant for isolated locations. *Solar energy*. Fevereiro 1997, Vols. 60 Nº.6 p.347-358.
79. **Bishop, Justin e Amaratunga, Gehan.** Evaluation of small wind turbines in distributed arrangement as sustainable wind energy option for Barbados. *Energy conversion & management*. 2008, Vols. 49 p.1652-1661.
80. **Habali, S. e Saleh, I.** Design and testing of small mixed airfoil wind turbine blades. *Renewable energy*. 1995, Vols. 6 Nº.2 p.161-169.
81. **Bechly, M. e Clausen, P.** Structural design of a composite wind turbine blade using finite element analysis. *Computers & structures*. 1997, Vols. 63 Nº.3 p.639-646.
82. **Lanzafame, R. e Messina, M.** Power curve control in micro wind turbine design. *Energy*. 2010, Vols. 35 p.556-561.
83. **Ata, R. e Kocygit, Y.** An adaptive neuro-fuzzy inference system approach for prediction of tip speed ratio in wind turbines. *Expert systems with applications*. 2010, Vols. 37 p.5054-5460.



# Anexos

---





## Anexo 1 – Sistemas VAWT similares

Criou-se uma base de dados de VAWTs de pequenas dimensões, disponíveis no mercado que foi utilizada ao longo deste trabalho.

Marca	Modelo	Potência nominal	Produção	Potência real	Preço	Altura	Ø	Peso	Vel. de arranque	Vel. nominal	Material <sup>4</sup>	Gerador <sup>3</sup>	Observações	Área	
		W	kWh/ano	W	€	m	m	kg	m/s	m/s				m <sup>2</sup>	
Aeolos	V 300w	300				1,4	1,2	55	2			PM.		1,7	
	V 600w	600				1,6	1,3	76	2					2,1	
	V 1000w	1000				2,4	2	140	2,5					4,8	
	V 3000w	3000				3,6	3	295	3					10,8	
	V 5000w	5000				3,8	4	370	3					15,2	
	V 10kw	10000				6,6	6	620	3					39,6	
Aerocatcher	Vertikalrotor 0.3	300			998	1,4	1,2	50					Sistema híbrido <i>Darrieus + Savonius.</i>	1,7	
	Vertikalrotor 0.5	500			1790										
CleanField Energy	CleanField 3,5kW	3000	2000	228		3	2,75	245			Pás de FV.	DD PM trifásico.	Darrieus.	8,3	
FlexiEnergy	Flex500vawt	500	265	30				35	3	17	Al.	B DD.	Descontinuado.		
	Black300 vawt	300			780	1,6	1	20	2	20	FV.	PM.	<i>Darrieus</i> 3 pás.	1,6	
Goodridge engineering	Forgen 500	500	29	3	490 <sup>1</sup>	0,31	0,2		2	20		PM DD.	<i>Savonius</i> 3 pás. Elevada resistência.	0,1	
	Forgen 1000	1000	79	9	742 <sup>1</sup>	0,465	0,3							0,1	
HelixWind	S322		1962	224	6345	2,65	1,21	135	3,6		Al e aço.	PM.	<i>Savonius</i> helicoidal	3,2	
	S 594		3362	384	11762	4,87	1,21	635	3,6						5,9
	D100		600	68	3714	1	1	35	3,5		FV e aço.		<i>Darrieus</i> helicoidal	1,0	
	D361		3168	362	8500	1,9	1,9	130	1,5						3,6
Hi-vawt	DS 300	300	91	10	1010 <sup>1</sup>	1,209	1,245	30	3	15,5	Al e aço.	PM trifásico.	Híbrido <i>Savonius</i> <i>Darrieus</i> 3 pás.	1,5	
	DS 1500	1500	876	100	5950 <sup>1</sup>	3,9	2,8	350	2,5	15					10,9
	DS 3000	3000	2200	251	8960 <sup>1</sup>	5,6	4	680	2,5	15					22,4
SEaB Energy	Windbuster	5000	5000	571	22000 <sup>1</sup>	6	3,25		3,5	16	FV, Al e aço.	DD PM.	<i>Darrieus</i> helicoidal com 5 pás.	19,5	
Windspire	Standard	1200	2000	228	5000	6,1	1,2	283	3,8	12,5	Al e aço.	B PM DC.		7,3	
	Extreme	1200	2000	228	5000	4	1,2	257	3,8	17					4,8
Quietrevolution	qr12		50000	5708		12	7						Lançamento em 2012.	84,0	
	qr2.5		3800	434	11500 <sup>1</sup>	2,5	2,5							6,3	

	qr5		10000	1142	35000 <sup>1</sup>	5	3,1		4,5	16	FC.	DD PM.	Preço apenas da turbina e controlador. Já comercializado.	15,5
Ropatec	Easy vertical	1000	306	35		1,15	1,8	130	3				Darrieus com 3 pás.	2,1
	Simply vertical	3000	1314	150		2	3,3	450	3					6,6
	Maxi vertical	6000	2628	300		2,5	4,7	760	3					11,8
	Big Star vertical	20000	4380	500		4,3	8	3600	3				Darrieus com 5 pás.	34,4
Turby	Turby	2500	1250	143	18189	2,7	2	136					Darrieus helicoidal com 3 pás.	5,4
UrbanGreenEnergy	UGE-1K	1000	1400	160	5770 <sup>2</sup>	2,7	1,8	175	3	30	FV e FC.	PM.		4,9
	UGE-4K	4000	5000	571	15400 <sup>2</sup>	4,4	3	444	3,5	30				13,2
	UGE-600	600	800	91	4420 <sup>2</sup>	1,6	1,38	81,6	3,5	32				2,2
Venco Power	Twister 300T	300	105	12	4400	1	1	35	3,5	25	FV e aço.	DD PM.	Darrieus helicoidal com 3 pás.	1,0
	Twister 1000T	1000	876	100	6750	1,9	1,9	150	3,5	20				3,6
	Vertikon H50	50000	17520	2000	175000	12,5	12		2,5		FV e aço.	Assíncrono com caixa de velocidades.	Darrieus com 3 pás.	150,0
Vertical Wind	3kw	3000	3000	342	15000	2,5	2,5						Darrieus com 3 pás.	6,3
WePOWER	Falcon 600W	600	700	80	4300	1	1,3	88	2,7		DD PM.		Darrieus com 5 pás.	1,3
	Falcon 1.2kW	1200	1576	180	6190	2	1,78	160	2,7					3,6
	Falcon 3.4kW	3400	1752	200	15477	3,6	3	633	2,7					10,8
	Falcon 5.5kW	5500	3933	449	23216	4,6	4	985	2,7					18,4
	Falcon 12kW	12000	8760	1000	41000	6,2	6	1905	2,7					37,2
Windside	WS - 0.3 A	1800	260	30	5570	1,5	0,3	87	3		PM DD.	VAWT do tipo <i>drag</i> para condições extremas de temperatura e intensidade do vento.	0,5	
	WS - 0,3 B					1,5	0,3	43	2,8				0,5	
	WS - 0,15 B							38	3,8				0,0	
	WS-2B	1720	196	24060	2	0,5	550	2			1,0			
	WS - 4A	3440	393	46000	4,7	1	1000	1,9			PM DD.		4,7	
	WS - 4B				4,7	1	700	1,5					4,7	
WindSmile	200W vawt	200	131	15	2200	1	1	50	1,3		Al e aço.	PM DD DC.	Darrieus com 4 pás.	1,0
	1kW vawt	1000	438	50	6679	1,6	1,5	60	2,5	20				2,4
	5kW vawt	5000	1752	200	22554	2,5	3,2	700	3	20		PM DD.	Darrieus com 3 pás.	8,0

1 - Preço apenas da turbina.

3 - PM-Permanent magnets, DD-Direct drive, DC-Direct current, B-Sem escovas (*brushless*).

2 - Preço da turbina em Portugal.

4 - FV- Compósito de fibra de vidro, FC-Compósito de fibra de carbono, Al-Alumínio



## Anexo 2 – Cálculos

$$\alpha = \frac{d\omega}{dt} \Leftrightarrow \omega = \omega_0 + \alpha t$$

$$\omega = \frac{d\theta}{dt}$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_0 + \alpha t \Leftrightarrow \theta = \theta_0 + \omega_0 t + \frac{1}{2} \alpha t^2$$

$$M = I\alpha$$

$$\theta = \frac{Mt^2}{2I}$$

$$l = r\theta \Leftrightarrow l = \frac{rMt^2}{2I}$$

$$M = \text{Pr} - M_t$$

$$l = \frac{r(\text{Pr} - M_t)t^2}{2I} \Leftrightarrow M_t = \text{Pr} - \frac{2l}{rt^2} \Leftrightarrow t = \sqrt{\frac{2l}{r(\text{Pr} - M_t)}}$$

$$I_a = I_{tubo} + 2I_{disco}$$

$$I_{tubo} = mr_1^2$$

$$I_{disco} = \frac{m(r_2^2 - r_1^2)}{2} [kg.m^2]$$

sendo  $m$  a massa,  $r_1$  o raio interior e  $r_2$  o raio exterior. Para  $m_{tubo} = 2,320kg$ ,  $r_1 = 0,048m$ ,

$r_2 = 0,15m$  e  $m_{disco} = 0,275kg$  obtém-se

$$I_{tubo} = 0,00534528kg.m^2$$

$$I_{disco} = 0,00277695kg.m^2.$$

Com estes valores obtém-se,

$$I_a = 0,01089918kg.m^2.$$

$$\omega = \omega_0 + \frac{M}{I} t \Leftrightarrow |M| = \frac{\omega_0 I}{t}$$

## Anexo 3 – Curvas de potência obtidas por CFD

### Quadro resumo

Configuração	Perfil	Corda [mm]	Número de pás	Factor de bloqueamento	Tempo de cálculo para 0,1 s [h]	Número de condições obtidas	Tempo de cálculo total [dia]	Número de células da malha
1	NACA0018	50	3	0,3	4	24	28,4	75000
2			2	0,2	2,6	16	9,8	55920
3			4	0,4	5	12	13,4	98484
4		100	2	0,4	2,2	21 <sup>2</sup>	20,5	46252
5			3	0,6	3	20	37,4	57138
6		50	5	0,5	5,8	15	18,8	90600
7	NACA0012		3	0,3	4,4	21	17,6	75049

Para qualquer uma destas configurações, o diâmetro da turbina é de 1 m e o poste central tem um diâmetro de 10 cm.

### Configuração 1

Perfil NACA0018, corda de 50mm, 3 pás e factor de bloqueamento de 0,3.

$C_p$		$\lambda$						
		2	3	4	4,5	5	6	7
$V_\infty$	2		-0,239	-0,365		-0,556	-0,258	-0,400
	3				-0,035			
	4				0,358			
	5	-0,069	-0,010	0,251	0,309	0,219	-0,024	
	8	-0,021	0,043	0,241	0,257	0,168	-0,106	
	11	-0,014	0,071	0,275	0,269	0,217		

$M$		$\lambda$						
		2	3	4	4,5	5	6	7
$V_\infty$	2		-0,097	-0,112		-0,136	-0,053	-0,070
	3				-0,021			
	4				0,389			
	5	-0,264	-0,025	0,481	0,525	0,335	-0,030	
	8	-0,211	0,282	1,181	1,12	0,659	-0,345	
	11	-0,254	0,873	2,55	2,213	1,607		

<sup>2</sup> Das quais 3 são a mesma condição mas com medições diferentes. Ou seja, o número de pontos no gráfico será 18.

### Configuração 2

Perfil NACA0018, corda de 50mm, 2 pás e factor de bloqueamento de 0,2.

$C_p$		$\lambda$				
		3	4	4,5	5	6
$V_\infty$	2				-0,385	
	3				0,147	
	4		0,101		0,317	0,194
	5	-0,010	0,179	0,245	0,251	0,015
	8	0,014	0,198	0,256	0,238	0,14
	11			0,269		

$M$		$\lambda$				
		3	4	4,5	5	6
$V_\infty$	2				-0,094	
	3				0,081	
	4		0,124		0,311	0,159
	5	-0,037	0,343	0,418	0,384	0,019
	8	0,094	0,969	1,116	0,932	0,458
	11			2,217		

### Configuração 3

Perfil NACA0018, corda de 50mm, 4 pás e factor de bloqueamento de 0,4.

$C_p$		$\lambda$				
		3	4	4,5	5	6
$V_\infty$	3			0,021		
	4			0,425		
	5	0,010	0,296	0,331	0,226	-0,143
	8	0,083	0,261	0,259	0,214	
	11		0,314			

$M$		$\lambda$				
		3	4	4,5	5	6
$V_\infty$	3			0,013		
	4			0,462		
	5	0,027	0,567	0,563	0,346	-0,189
	8	0,543	1,278	1,129	0,838	
	11		2,905			

#### Configuração 4

Perfil NACA0018, corda de 100mm, 2 pás e factor de bloqueamento de 0,4.

$C_p$		$\lambda$							
		0,3	0,4	2	3	3,5	4	5	6
$V_\infty$	2					0,068			
	3					0,244			
	4					0,353			
	5			0,027	0,278	0,366	0,343	0,168	-0,197
	8	0,001	-0,001	0,056	0,293	0,358	0,342	0,178	-0,142
	11					0,383			

$M$		$\lambda$							
		0,3	0,4	2	3	3,5	4	5	6
$V_\infty$	2					0,024			
	3					0,193			
	4					0,494			
	5			0,105	0,709	0,801	0,657	0,256	-0,251
	8	0,083	-0,051	0,548	1,913	2,006	1,676	0,699	-0,466
	11					4,059			

#### Configuração 5

Perfil NACA0018, corda de 100mm, 3 pás e factor de bloqueamento de 0,6.

$C_p$		$\lambda$								
		0,4	0,55	1	1,5	2	3	3,5	4	5
$V_\infty$	2							0,176		
	3							0,257		
	4						0,308			
	5					0,069	0,373	0,339	0,242	-0,120
	6	0,001								
	7	0,004								
	8	0,001	-0,005	-0,018	0,064	0,093	0,334	0,328	0,225	-0,125
	11							0,361		

$M$		$\lambda$								
		0,4	0,55	1	1,5	2	3	3,5	4	5
$V_\infty$	2							0,062		
	3							0,203		
	4						0,504			
	5					0,265	0,951	0,742	0,463	-0,184
	6	0,026								
	7	0,151								
	8	0,060	-0,191	-0,358	0,832	0,91	2,185	1,835	1,104	-0,49
	11							3,823		

### Configuração 6

Perfil NACA0018, corda de 50mm, 5 pás e factor de bloqueamento de 0,5.

$C_P$		$\lambda$					
		2	3	3,5	4	4,5	5
$V_\infty$	3				-0,144		
	4						
	5		0,049	0,199	0,245	0,152	0,000
	8		0,100	0,228	0,217		-0,032
	11	-0,019	0,129	0,258	0,245		0,011

$M$		$\lambda$					
		2	3	3,5	4	4,5	5
$V_\infty$	3				-0,099		
	4						
	5		0,124	0,436	0,469	0,258	-0,005
	8		0,655	1,276	1,062		-0,126
	11	-0,357	1,589	2,732	2,267		0,080

### Configuração 7

Perfil NACA0012, corda de 50mm, 3 pás e factor de bloqueamento de 0,3.

$C_P$		$\lambda$					
		3	4	4,5	5	6	7
$V_\infty$	2				-0,560		
	3				0,254		
	4				0,313		
	5	-0,002	0,249	0,235	0,32	0,135	-0,185
	8	0,020	0,189	0,294	0,317	0,146	-0,137
	11	0,031	0,22	0,333	0,340	0,168	-0,079

$M$		$\lambda$					
		3	4	4,5	5	6	7
$V_\infty$	2				-0,137		
	3				0,140		
	4				0,306		
	5	-0,006	0,476	0,401	0,491	0,172	-0,203
	8	0,129	0,927	1,280	1,242	0,477	-0,384
	11	0,381	2,034	2,743	2,523	1,040	-0,420



## Anexo 4 – Análise de resultados experimentais

Cada medida efectuada não corresponde a um número mas sim a um intervalo. Tal ocorre devido ao processo de medição, ao erro do medidor e à incerteza dos instrumentos utilizados. Quando se efectua cálculos com essas medições, a sua incerteza afecta o resultado das operações. Chama-se a este processo propagação de erro. Considere-se uma variável  $A$ , função  $f$  das variáveis  $X$  e  $Y$ . Ambos  $X$  e  $Y$  são medições que correspondem ao intervalo  $X = x + \varepsilon_x$  e  $Y = y + \varepsilon_y$ , respectivamente, sendo  $\varepsilon$  o erro associado a cada variável. Neste caso,  $A = f(X, Y)$  sendo

$A = a + \varepsilon_a$  e  $\varepsilon_a = \left| \frac{\partial f}{\partial x} \right| \varepsilon_x + \left| \frac{\partial f}{\partial y} \right| \varepsilon_y$ . De acordo com a fórmula anterior, obtêm-se as seguintes

fórmulas para as principais operações:

$$(a \pm \varepsilon_a) + (b \pm \varepsilon_b) = a + b \pm (\varepsilon_a + \varepsilon_b)$$

$$(a \pm \varepsilon_a) - (b \pm \varepsilon_b) = a - b \pm (\varepsilon_a + \varepsilon_b)$$

$$(a \pm \varepsilon_a) \cdot (b \pm \varepsilon_b) = ab \pm (b\varepsilon_a + a\varepsilon_b)$$

$$\frac{(a \pm \varepsilon_a)}{(b \pm \varepsilon_b)} = \left( \frac{a}{b} \right) \pm \left( \frac{\varepsilon_a}{b} + \frac{a}{b^2} \varepsilon_b \right)$$

$$(a \pm \varepsilon_a)^2 = a^2 \pm (2a\varepsilon_a)$$

$$(a \pm \varepsilon_a)^3 = a^3 \pm (3a^2\varepsilon_a)$$

Procedeu-se também aos cálculos tendo em atenção os algarismos significativos. No caso da adição e subtração conserva-se um número de casas decimais igual ao da parcela com menor número de casas decimais. Nas multiplicações e divisões, o resultado terá o mesmo número de algarismos significativos do factor ou divisor com menor número de algarismos significativos. Para exemplificar o tratamento de dados efectuado, apresenta-se em detalhe os cálculos de um dos ensaios experimentais para a configuração 5:

### Dados recolhidos

Tempo de duração do ensaio

$$t = 10,0 \pm 0,1 \text{ s} \quad (\text{cronómetro com mostrador digital: erro=resolução})$$

Leitura inicial e final do anemómetro

$$Pos_i = 870 \pm 5 \text{ m}, \quad (\text{anemómetro com mostrador analógico: erro=metade da resolução})$$

$$Pos_f = 945 \pm 5 \text{ m},$$

Velocidade linear do sensor do taquímetro

$$Vel = 3,5 \pm 0,1 \text{ km/h}, \quad (\text{taquímetro com mostrador digital: erro=resolução})$$

Raio do sensor do taquímetro

$$d_1 = 1,6 \times 10^2 \pm 0,0005 \text{ m}, \quad (\text{régua graduada: erro=metade da resolução})$$

Raio das pás da turbina

$$r = 0,500 \pm 0,0005$$

### Cálculos

Obtenção da velocidade do vento

$$V_{\infty} = \frac{Pos_f - Pos_i}{t} = \frac{75 \pm 10}{10,0 \pm 0,1} = 7,5 \pm 1,1 \text{ m/s}$$

Conversão da velocidade linear do sensor do taquímetro para m/s

$$Vel = 3,5 \pm 0,1 \text{ km/h} = 0,97 \pm 0,03 \text{ m/s}$$

Obtenção da velocidade angular da turbina

$$\omega = \frac{Vel}{d_1} = \frac{0,97 \pm 0,03}{0,160 \pm 0,0005} = 6,1 \pm 0,2 \text{ rad/s}$$

Cálculo da velocidade linear das pás da turbina

$$V_p = \omega r = (6,1 \pm 0,2) \times (0,500 \pm 0,0005) = 3,1 \pm 0,1 \text{ m/s}$$

Cálculo do coeficiente de velocidade periférica

$$\lambda = \frac{V_p}{V_{\infty}} = \frac{3,1 \pm 0,1}{7,5 \pm 1,1} = 0,41 \pm 0,07$$

### Resumo dos resultados obtidos para a configuração 5

Ensaio	36	39	49	54	55	58	60
$\lambda$	0,41±0,07	0,37±0,07	0,35±0,06	0,48±0,08	0,44±0,07	0,44±0,07	0,59±0,09

$$\bar{\lambda} = 0,440 \pm 0,073$$

### Resumo dos resultados obtidos para a configuração 4

Ensaio	1	2	4	6	7	8	10
$\lambda$	0,31±0,04	0,33±0,04	0,31±0,04	0,40±0,05	0,40±0,05	0,34±0,04	0,33±0,04

$$\bar{\lambda} = 0,346 \pm 0,043$$